



**Miguel Henrique Farto Curvelo**  
**Licenciatura em Ciências da Engenharia Electrotecnia e de**  
**Computadores**

## **Automatização e optimização de projecto fotovoltaico para o sector residencial**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor João Murta Pina, Prof. Auxiliar, FCT-UNL

Co-orientador: Prof. Doutor Tiago Oliveira Machado de Figueiredo Cardoso,  
Prof. Auxiliar, FCT-UNL

Júri: Júri:

Presidente: [Nome do presidente do júri]

Arguentes: [Nome do arguente 1]

Vogais: [Nome do vogal 1]



FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

**Setembro, 2015**



### **Automatização e optimização de projecto fotovoltaico para o sector residencial**

Copyright © Miguel Henrique Farto Curvelo, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.



## Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao meu Orientador, Professor João Murta Pina, e ao Co-orientador, Professor Tiago Cardoso, pela sua disponibilidade, paciência e pelas suas sugestões e correcções, que me prestaram ao longo da realização deste trabalho.

À Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, e em especial, ao Departamento de Engenharia Electrotécnica, pelo acolhimento e ensino providenciado.

Ao Engenheiro Miguel Santos, da EngiBase, Engenharia e Construção, lda, pelo esclarecimento e sugestões fornecidas, que fortaleceram aspectos técnicos do trabalho.

Aos meus colegas e amigos que, ao longo destes anos, me acompanharam. A sua estima, apoio e ajuda, foram fundamentais nesta etapa da minha vida. Agradeço, em especial, aos meus amigos Ricardo Madeira, André Bispo e Filipe Quendera, pelas profícuas impressões que trocámos, nos agradáveis momentos que passámos juntos.

Um agradecimento particular aos meus familiares, por todo o apoio dado durante estes anos, em especial aos meus pais, por acreditarem em mim e me incentivarem a ultrapassar os obstáculos que foram surgindo, pois sem eles o presente trabalho não teria sido possível.



## Resumo

Com o passar dos anos, os custos das tecnologias fotovoltaica são cada vez menores, ainda que, para muitas pessoas, seja algo dispendioso, tendo em conta a crise económica vivida nos últimos anos. Contudo, em Portugal, o sector fotovoltaico tem sofrido uma estagnação. O Decreto-Lei n.º 34/2011, não obteve a adesão esperada, uma vez que os apoios foram drasticamente reduzidos. Este aspecto tornou menos rentável o sector fotovoltaico, ainda que o país se encontre numa posição geográfica privilegiada para a produção de energia solar.

Para tentar reverter a situação, o governo português aprovou uma nova legislação para o sector fotovoltaico, apresenta alterações significativas face a anterior. A mais significativa prende-se com a capacidade do sistema fotovoltaico poder injectar o excesso de energia da sua produção na rede, quando esta ultrapassa o consumo, obtendo-se, desta forma, uma remuneração de acordo com a quantidade de energia injectada.

O objectivo deste trabalho é implementar uma ferramenta informática que permite avaliar a rentabilidade dos projectos fotovoltaicos, face a um determinado consumidor, de acordo com a legislação portuguesa em vigor. Neste sentido, a referida ferramenta vai analisar os dados do consumo de uma habitação familiar.

Após o uso da referida ferramenta informática, concluiu-se ser financeiramente rentável a instalação de um sistema voltaico na habitação. Este resultado irá ser comparado com uma aplicação financeira e com outro software de análise de projectos, existentes no mercado.

**Palavras-chave:** Autoconsumo, Sistemas Fotovoltaicos, Análise de Investimentos Renováveis





## Abstract

Over the years the cost of photovoltaic technology has been increasingly reduced, although for many people it is still expensive due to the recent economic; however the photovoltaic sector has stalled in Portugal, and the previous law. Decree-Law No. 34/2011, did not achieve the expected accession, once the support has been drastically reduced. This aspect made photovoltaics sector even less profitable, even though the country is in a privileged geographical position for the production of solar energy.

To try to reverse the situation, the Portuguese government approved new legislation for the photovoltaic sector, which will bring some significant changes from the previous one. The most interesting is the possibility of a PV system injecting excess photovoltaic production in the network, when it exceeds consumption, obtaining a fee according to the amount of energy injected.

The objective of this work is to implement software that tool allows evaluating the profitability of photovoltaic projects, for a specific consumer, according with the Portuguese law.

Said tool will analyse the data consumption of a family dwelling. After the use of such software tool, it was concluded that it was financially profitable the installation of a photovoltaic system in the dwelling. This result will be compared with a financial application and with another project analysis software that exists on the market.

**Keywords:** self-consumption, photovoltaic systems, renewable investment analysis.



# Índice do Conteúdo

<b>1. Introdução.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. Motivação.....</b>	<b>1</b>
<b>1.2. Objectivos.....</b>	<b>2</b>
<b>1.3. Contribuições Originais.....</b>	<b>2</b>
<b>1.4. Organização da Dissertação .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Revisão bibliográfica.....</b>	<b>5</b>
<b>2.1. Net metering .....</b>	<b>5</b>
<b>2.2. Legislação portuguesa.....</b>	<b>6</b>
<b>2.3. Net metering no Mundo .....</b>	<b>9</b>
<b>2.3.1. Europa .....</b>	<b>9</b>
<b>2.3.2. E.U.A.....</b>	<b>12</b>
<b>2.3.3. Comparação da legislação portuguesa com a internacional.....</b>	<b>18</b>
<b>2.4. Software de projecto .....</b>	<b>19</b>
<b>2.4.1. Software PVsyst .....</b>	<b>19</b>
<b>2.4.2. Software PV*Sol.....</b>	<b>22</b>
<b>3.1 Produção Fotovoltaica .....</b>	<b>27</b>
3.1.1 Influência da temperatura da célula na produção fotovoltaica .....	27
3.1.2 Rendimento do inversor e cálculo da potência AC .....	28
3.1.3 Escolha de módulo fotovoltaico e de inversor.....	30
3.1.4 Matriz fotovoltaica .....	30
<b>3.2 Cálculo da secção mínima da cablagem .....</b>	<b>32</b>
3.2.1 Cabo DC de ligação das fileiras .....	32
3.2.2 Cabo principal DC.....	33
3.2.3 Cabo AC.....	33
<b>3.3 Dimensionamento das protecções .....</b>	<b>34</b>
<b>3.4 Métodos de optimização da potência instalada.....</b>	<b>35</b>
3.4.1 Período de recuperação de investimento (PRI) .....	35

3.4.2	Valor actual líquido (VAL) .....	36
3.4.3	Taxa interna de rentabilidade (TIR) .....	36
3.4.4	Custo normalizado de energia (LCOE) .....	37
<b>4.</b>	<b>Implementação da ferramenta informática .....</b>	<b>39</b>
4.1.	Desenvolvimento da ferramenta informática .....	39
4.2.	Tarefas a realizar antes de usar a ferramenta informática .....	39
4.3.	Explicação das principais funções.....	40
4.4.	<i>Layout</i> da ferramenta.....	48
<b>5.</b>	<b>Simulação e resultados.....</b>	<b>53</b>
5.1.	Projecto com dados originais.....	54
5.2.	Projecto com alterações de dados .....	57
5.3.	Comparação do sistema FV com uma aplicação financeira .....	58
5.4.	Comparação da produção da ferramenta com o PVsyst .....	59
<b>6.</b>	<b>Conclusão .....</b>	<b>61</b>
	<b>Bibliografia .....</b>	<b>63</b>
	<b>Anexo 1 .....</b>	<b>65</b>
	<b>Anexo 2 .....</b>	<b>67</b>
	<b>Anexo 3 .....</b>	<b>70</b>
	<b>Anexo 4 .....</b>	<b>71</b>

## Índice de Figuras

Figura 2.1: Contador Bidireccional da EM-Lite.....	6
Figura 2.2: Representação de um sistema de autoconsumo com injeção na rede em Portugal .....	6
Figura 2.3: Procedimentos a seguir para a instalação de uma UPAC .....	9
Figura 2.4: Classificação dos estados (em 2007 a esq. e 2014 a direita).....	18
Figura 2.5: Janela do <i>design</i> preliminar do pvsyst .....	19
Figura 2.6: Janela principal do projecto.....	20
Figura 2.7: Janela com as configurações do sistema.....	21
Figura 2.8: Janela com o sumário dos resultados. ....	22
Figura 2.9: Janela com as configurações iniciais do projecto. ....	23
Figura 2.10: Exemplo ilustrativo da ferramenta em 3D .....	23
Figura 2.11: Janela com as configurações dos painéis .....	24
Figura 2.12: Janela com o sumário dos resultados. ....	25
Figura 3.1: Variação da temperatura do módulo Sharp ND-R250A5, com potência de 250 W, para uma irradiância de $0.6 \left(\frac{kW}{m^2}\right)$ .....	27
Figura 3.2: Curva de rendimento do inversor SMA Sunny Tripower 9000TL. (Fonte: SMA) .....	29
Figura 4.1: Fluxograma com o cálculo da potência DC.....	40
Figura 4.2: Fluxograma com a escolha do inversor a usar .....	41
Figura 4.3: Fluxograma com o cálculo da potência AC ao longo dos anos.....	42
Figura 4.4: Fluxograma com o cálculo da potência AC ao longo dos anos.....	43
Figura 4.5: Fluxograma com o cálculo do consumo com aumentos anuais .....	43
Figura 4.6: Fluxograma que define a tarifa do utilizador .....	44
Figura 4.7: Períodos horários do ciclo diário de 70 horas .....	44
Figura 4.8: Fluxograma com o valor monetário do consumo.....	45
Figura 4.9: Fluxograma com o cálculo da energia injectada .....	46
Figura 4.10: Fluxograma com o funcionamento da função principal .....	48
Figura 4. 11: Menu inicial .....	49
Figura 4.12: Janela onde se alteram os parâmetros .....	49
Figura 4.13: Janela onde se configura o projecto .....	50
Figura 4.14: Janela onde se encontram as análises .....	50
Figura 4.15: Janela com informação relativa a um projecto .....	51
Figura 4.16: Janela com informação relativa a um projecto .....	51

Figura 5.1: Dados e parâmetro para o projecto.....	54
Figura 5.2: Projecto com o melhor VAL .....	55
Figura 5.3: Projecto com o melhor PRI actualizado .....	55
Figura 5.4: Potência que foi injectada na rede no período de 15 anos a um preço de 0.05€/kWh.....	56
Figura 5.5: Comparação de Consumos/Produção de diferentes factores económicos .....	56
Figura 5.6: Produção obtida através do software PVsyst .....	59
Figura 5.7: Comparação entre as produções .....	60

## Índice de Tabelas

Tabela 2.1: Resumo das dimensões das UPAC.....	7
Tabela 2.2: Resumo das políticas de <i>net metering</i> na Europa .....	11
Tabela 2. 3: Notas das políticas de <i>net metering</i> nos E.U.A .....	12
Tabela 2.4: Classificação das potências do sistema .....	12
Tabela 2.5: Limite da capacidade total do programa.....	13
Tabela 2.6: Restrições de rollover .....	13
Tabela 2.7: Disposição de metering .....	14
Tabela 2.8: Metering usando taxas de TOU.....	14
Tabela 2.9: Propriedade dos créditos energéticos.....	14
Tabela 2.10:Tecnologias elegíveis para <i>net metering</i> .....	15
Tabela 2.11: Sectores elegíveis para <i>net metering</i> .....	15
Tabela 2.12: Safe Harbor e taxas aplicadas ao <i>net metering</i> .....	15
Tabela 2.13: Aplicação do modelo de Third-Party .....	16
Tabela 2.14: Modelo de <i>net metering</i> no Colorado .....	16
Tabela 2.15: Modelo de <i>net metering</i> na Georgia .....	17
Tabela 2.16: Resumo das classificações de <i>net metering</i> nos E.U.A.....	18
Tabela 5.1: Consumos mensais e a sua variação .....	53
Tabela 5.2: Projecto com custos de manutenção de 3%.....	57
Tabela 5.3: Projectos resultantes da alteração de tarifa do cliente .....	57
Tabela 5.4: Taxas de juros dos CTPM ao longo dos anos .....	58
Tabela 5.5: Lucro anual das CTPM.....	58
Tabela 5.6: Produção obtida através da ferramenta desenvolvida.....	60





## Lista de Acrónimos

CIEG	Custos de política energética, sustentabilidade e de Interesse Economico Geral
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direcção-Geral de Energia e Geologia
HBPW	<i>Holland Board of Public Works</i>
IREC	<i>Interstate Renewable Energy Council</i>
LCOE	<i>Levelized Cost Of Energy</i>
NEG	<i>Net Excess Generation</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PRI	Período de Recuperação do Investimento
PSO	<i>Public Service Obligation</i>
RESP	Rede Eléctrica de Serviço Público
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SRUP	Servidões e Restrições de Utilidade Pública
STC	Standard Test Conditions
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
TOU	<i>Time of Use</i>
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
VAL	Valor Actual Líquido



# 1. Introdução

A presente dissertação aborda o regime de autoconsumo, com injeção de energia na rede, recorrendo a sistemas fotovoltaicos. Para esse efeito, compara a legislação portuguesa, em vigor, com a de outros países. Define, também, uma metodologia a utilizar para o estudo do caso de uma habitação de luxo.

## 1.1. Motivação

Diversos países Europeus têm apostado fortemente em medidas para promover o crescimento do sector do fotovoltaico, para o tornar rentável para todos os que o utilizam. No entanto, nem todos os países usam as mesmas medidas, sendo que estas variam entre *net-metering*, autoconsumo directo e tarifas *feed-in-tarif*, FiT. Além das medidas tomadas, a evolução da tecnologia do sector fotovoltaico tem permitido que este seja cada vez mais rentável.

Portugal tem numa excelente localização geográfica para a produção de energia solar, através do fotovoltaico, já que tem um elevado número de horas de exposição solar e com grandes níveis de irradiância. Inicialmente o regime fotovoltaico presente eram as tarifas FiT, Decreto-lei 363/2007, onde na micro geração era atribuído um valor de 650 €/MWh, havendo um máximo de 2.4 MWh/ano, tendo os contractos a duração de 15 anos. Porém, devido à crise económica que se fez sentir em Portugal, o governo decidiu, através do Decreto-lei 431/2012, diminuir a remuneração atribuída à produção de energia para 130 €/MWh, nos primeiros 8 anos, e 20 €/MWh para os restantes 7 anos, justificando-se com a evolução da tecnologia fotovoltaica, que iria permitir a redução no investimento inicial, que era necessário fazer.

O Despacho da DGEG, emitido em 2013, determinou novas reduções nas remunerações a aplicar no ano seguinte. Estas seriam de 60 €/MWh para os primeiros 8 anos e de 145 €/MWh para os restantes 7.

Face às consecutivas diminuições das tarifas, o sector fotovoltaico, em Portugal, tem tido pouco desenvolvimento, não existindo muitas instalações residenciais, muito por culpa do investimento necessário e do pouco retorno financeiro. Contudo, o governo aprovou um novo Decreto-Lei com o objectivo de reverter a situação, implementando um novo tipo de autoconsumo - o autoconsumo com injeção de energia na rede. Desta forma, quando existe um excesso de produção, este pode ser injectado para a rede, que de outra maneira seria desperdiçado, permitindo assim que a quantidade de energia injectada seja remunerada. Por conseguinte, a implementação de um sistema fotovoltaico poderá torna-se mais viável, uma vez que toda a energia produzida é aproveitada.

Face a este progresso, tornou-se interessante avaliar a eficácia das novas medidas, tendo em vista a obtenção de um retorno económico significativo, aquando da instalação de um sistema fotovoltaico numa residência. A confirmação desta hipótese permitirá que o sector voltaico, em Portugal, alcance maior importância na obtenção de uma energia limpa.

## **1.2. Objectivos**

Esta dissertação tem como principal objectivo a criação de uma ferramenta informática, que permita a avaliação de projectos fotovoltaicos, segundo a legislação portuguesa de autoconsumo (Decreto Lei nº153/2014), face a um determinado consumidor doméstico. Estes projectos são avaliados por diversos factores económicos, com a finalidade de estabelecer a sua viabilidade, permitindo que cada habitação tenha uma instalação de acordo com as suas necessidades.

O levantamento de quadros legislativos internacionais referentes ao *net metering* e de diversas aplicações de software existentes no mercado, com a mesma finalidade, é outro dos objectivos que me proponho atingir.

Tendo em conta o objectivo principal, a análise de um estudo de caso de uma residência de luxo, usando dados nela recolhidos e recorrendo à ferramenta informática desenvolvida, servirá de base para a comparação com um software existente no mercado. Pretende-se, igualmente, confrontar o retorno financeiro, que seria obtido com a instalação de um sistema fotovoltaico na habitação do estudo de caso, com aquele que se obteria através de uma aplicação financeira. A análise destes factores, do ponto de vista do cliente, permitirá que este avalie se o investimento inicial, necessário para a instalação de um sistema fotovoltaico, irá trazer retornos financeiros superiores aos usados no investimento inicial.

## **1.3. Contribuições Originais**

A ferramenta informática que foi desenvolvida permite a avaliação e análise económica, usando os indicadores financeiros PRI, VAL e TIR, de um projecto fotovoltaico para um determinado consumidor, considerando as características da nova legislação de fotovoltaico em Portugal.

A referida ferramenta informática conta com diversos valores parametrizáveis, para que se adequa da melhor forma ao consumidor em questão, e para que a potência a instalar seja a mais optimizada possível.

Para a análise de projectos é ainda tido em conta as perdas energéticas estimadas, que ocorrem nos diversos cabos que interligam as diferentes componentes de um sistema

fotovoltaico, para que se possa ter a maior precisão possível na obtenção da potência óptima. A ferramenta foi desenvolvida para o mercado nacional.

## **1.4. Organização da Dissertação**

A dissertação está dividida em 6 capítulos, sendo este o capítulo introdutório (Capítulo 1), onde está exposta a introdução do tema, a sua motivação e ainda os objectivos da mesma.

No Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica, onde são abordados os diferentes conceitos teóricos mais relevantes para a presente dissertação.

No Capítulo 3 – Modelização, são expostos os diferentes modelos matemáticos que foram usados no desenvolvimento da ferramenta informática.

No Capítulo 4 – Implementação da Ferramenta Informática, onde é explicado, através de fluxogramas, as diferentes linhas de pensamento que levaram à criação das principais funções da ferramenta informática.

No Capítulo 5 – Simulação e Resultados, onde são apresentadas as simulações que foram efectuadas para o estudo de caso em questão, bem como a análise destas.

No Capítulo 6 – Conclusões, apresentam-se as conclusões que foram retiradas do trabalho que foi realizado.



## 2. Revisão bibliográfica

### 2.1. *Net metering*

*Net metering* é um modelo energético, que pretende promover a produção de energia através de fontes de energia renovável. Os clientes de uma comercializadora eléctrica podem usufruir desta política energética, desde que esteja implementada no seu respectivo país. O *net metering* permite aos clientes que injectem na rede o excesso de energia que os seus sistemas produzem, durante um certo espaço de tempo.

A grande vantagem do *net metering* reside no facto de o consumidor poder usar a rede eléctrica para injectar energia, quando a energia produzida é superior à consumida, e receber uma remuneração, que de outra forma seria desperdiçada. As remunerações variam consoante o país, podendo ser atribuídas através de descontos na factura da electricidade ou de créditos energéticos. Os créditos podem ser acumulados durante 12 meses, ou então usados no mês posterior à atribuição ou por períodos mais longos, dependendo sempre do país. Quando expira o período de validade dos créditos, a comercializadora eléctrica pode compensar financeiramente o consumidor ou ficar com eles, sem que exista compensação. No caso de existir compensação financeira, os créditos energéticos poderão ter o mesmo valor que a energia no mercado grossista ou a preço de mercado (Poullikkas, 2013; Carpio-Huayllas, 2013).

Existem algumas variantes de *net metering*, sendo uma delas o *Time-of-Use*, TOU, em que a remuneração pela energia injectada varia de acordo com a altura do dia em que é produzida e de acordo com a estação do ano. De salientar, que se torna mais vantajoso produzir energia durante a hora de pico, pois é quando o preço da energia é mais elevado e menos vantajoso de produzir em fins-de-semana e vazios, quando o preço da energia é mais baixo. Existe também o *Market Rate net metering*, em que a remuneração é estipulada de acordo com os preços grossistas da electricidade, sendo que esta vai variando. No entanto, a energia injectada tem que ter o mesmo valor que a energia que está a ser cobrada naquele momento (Poullikkas, 2013).

Por norma, o registo da energia que é consumida e injectada para a rede é efectuado através de contadores bidireccionais, tal como é exemplificado na figura 2.1. De facto, este consegue registar a energia a circular nos dois sentidos, podendo incrementar quando a instalação consumir energia, e decrementar quando houver energia a ser injectada na rede. No entanto, os contadores podem também registar os fluxos de energia de forma individual, mostrando o total de energia consumida e o total de energia injectada para a rede.



Figura 2.1: Contador Bidireccional da EM-Lite

## 2.2. Legislação portuguesa

Em Portugal, o regime de produção em autoconsumo directo, em que a energia gerada é directamente consumida sem possibilidade desta ser injectada ou vendida à rede, teve pouca aceitação, uma vez que a tecnologia ainda era cara e implicava um grande investimento. Na verdade, a única contrapartida era o custo que era evitado com a compra de energia à rede. Face a estas adversidades, o governo Português decidiu alterar as leis que regiam este mercado, através do decreto-lei nº153, publicado a 20 de Outubro de 2014.

Resumidamente, as alterações implementadas criaram alternativas ao autoconsumo directo, passando a existir, além deste, o autoconsumo com injeção na rede, referido anteriormente como *net metering* (figura 2.2.), embora a energia produzida seja injectada preferencialmente no sistema, e os seus excedentes sejam injectados na rede.

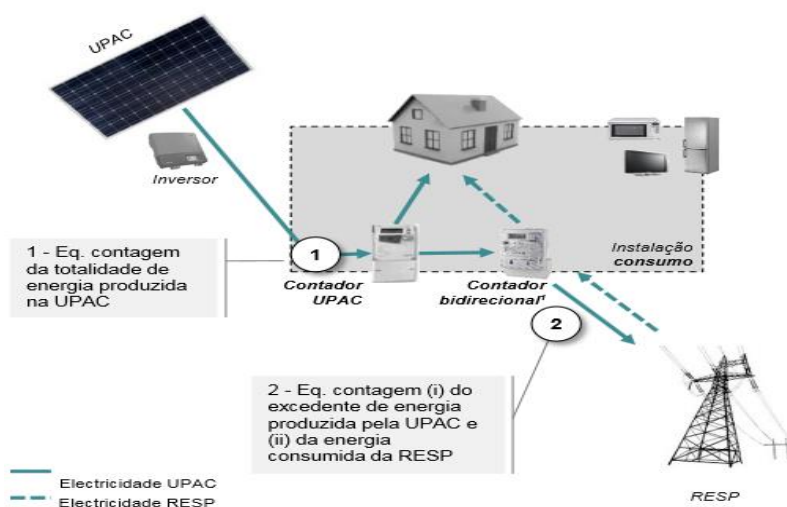


Figura 2.2: Representação de um sistema de autoconsumo com injeção na rede em Portugal  
(Adaptado de <http://www.futursolutions.pt/docs/EnquadProdDistri.pdf>)



Assim, com o novo diploma, o Estado pretende que exista uma maior dinamização da actividade de produção distribuída, ao mesmo tempo que fica assegurada a sustentabilidade técnica e económica do sistema eléctrico português. Pretende-se assim, garantir o desenvolvimento da actividade, possibilitando a injeção de excedentes na rede eléctrica de serviço publico, RESP. Dependendo da potência da respectiva unidade de produção para autoconsumo, UPAC, estas terão que estar registadas e, em alguns casos, pagar uma taxa de registo. As unidades de menor dimensão não têm que estar registadas, contudo, caso não estejam, não poderão receber compensações pela energia injectada na rede, sendo esta remunerada por um comercializador de último recurso. A sua potência influencia, também, a obrigatoriedade de ter leituras por telecontagem e seguro de responsabilidade civil.

No novo diploma legal, está também previsto o sistema em “ilha”, ou seja, um sistema sem ligação à rede. Na tabela 2.1, pode-se encontrar as diferentes dimensões das UPAC e respectivos requisitos de acordo com a sua potência.

	<200 W	200-1500 kW	1,5 kW - 1 MW	> 1 MW	“em ilha”
Registo	Isento	Mera comunicação prévia	Controlo prévio/certificado de exploração	Licença de exploração	Mera comunicação prévia
Taxa de registo	Isento	Isento	Existe	Existe	Isento
Equipamento de contagem	Isento	Isento	Sim, por telecontagem	Sim, por telecontagem	Não aplicável
Remuneração excedente	Apenas se existir registo	Apenas se existir registo	Existe	Terá que ser definida pela contraparte	Não aplicável
Power purchase agreement	CUR caso exista registo	CUR caso exista registo	Comercializador de último recurso	Outro	Não aplicável
Compensação	Isento	Isento	Existe	Existe	Não aplicável
Seg. de resp. civil	Isento	Isento	Existe	Existe	Não aplicável

Tabela 2.1: Resumo das dimensões das UPAC

De realçar, que para um cliente se poder registar neste novo esquema de produção distribuída, necessita de ter um contrato com um fornecedor de energia. A partir daí, pode criar um sistema com qualquer energia renovável ou não renovável. A potência de ligação do sistema terá que ser inferior a 100% da potência contratada; a produção anual tem que ser inferior às necessidades de consumo, e toda a energia em excesso pode ser vendida ou armazenada para consumir posteriormente.

Para que a energia injectada possa ser vendida, o *prosumer*, produtores-consumidores, tem que assinar um contrato de venda com um comercializador de último recurso, CUR, ou seja, entidades titulares de licença de comercialização. Nos casos de potências abaixo de 1,5 kW, têm que ter registo, por forma a receber a sua compensação. Os contractos têm a duração de 10 anos, pelo que no fim deste prazo, pode haver renovação de contrato de cinco em cinco anos. As compensações pela injeção de energia na rede são obtidas trimestralmente ou noutro período não superior, que esteja estipulado no contracto, desde que este coincida com a facturação da energia. Também pode existir uma facturação anual, quando o valor da factura for menor que 20€. Todas as remunerações são efectuadas por transferência bancária. Caso tenha sido adquirido financiamento por parte do *prosumer*, para investir no seu sistema, a amortização deste pode ser realizada directamente pelo CUR. Em todos os casos, a remuneração é obtida pela seguinte equação:

$$R_{UPAC}(\text{€}) = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0.9 \quad (2.1)$$

Em que  $R_{UPAC}$  corresponde ao valor da remuneração que se vai obter mensalmente;  $E_{fornecida,m}$  corresponde à quantidade de energia injectada na rede em kWh, durante o mês  $m$ ;  $OMIE_m$  corresponde ao valor da média aritmética dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia para Portugal, mercado diário, durante o mês  $m$  em €/kWh. Os *prosumers* recebem apenas 90% do valor da remuneração, pois os restantes 10% ficam como forma de pagamento dos custos da energia que injectam.

Para os casos em que as UPAC tenham uma potência superior a 1.5 kW e que estejam ligados à RESP, vão ter que pagar uma tarifa mensal e fixa, durante um período de 10 anos. Este custo extra depende da potência que a UPAC tem, sendo esta taxa relativa aos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG):

$$C_{UPAC,m}(\text{€}) = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (2.2)$$

Em que  $C_{UPAC,m}$  é a compensação mensal que os *prosumers* vão ter que pagar;  $P_{UPAC}$  é o valor da potência instalada na UPAC;  $V_{CIEG,t}$  é o valor que permite recuperar os CIEG, medido em €/kW, no ano  $t$ ; finalmente,  $K_t$  é o coeficiente de ponderação entre 0% e 50%, sendo que é 0% até que a UPAC exceda 1% do total da potência instalada no sistema eléctrico nacional, SEN, cerca de 180 MW. Após isso, o coeficiente será de 30%, até que a potência acumulada não exceda os 3%, 340 MW, da potência instalada no SEM. Se ultrapassar esse valor passa, então, a ser 50%.

Para um cliente poder aceder ao novo programa terá que efectuar o pedido de registo, que é feito electronicamente, através do site da SRUP, Servidões e Restrições de Utilidade

Pública, sendo que este é gerido pela Direcção-Geral de energia e geologia, DGEG. Terá assim que pagar a taxa de inscrição à própria DGEG. Após o seu pedido ser aceite, poderão proceder à instalação da sua UPAC. Posteriormente, têm que efectuar um pedido de inspecção, passados 18 ou 24 meses após a instalação, para se verificar se está tudo em conformidade. Caso tal não aconteça, irá ocorrer uma reinspecção posteriormente, sendo que a aprovação na inspecção resulta na emissão do certificado de exploração e na possibilidade de assinar contrato com uma CUR.

Em suma, todos os passos explicados, anteriormente, estão resumidos na figura 2.3.

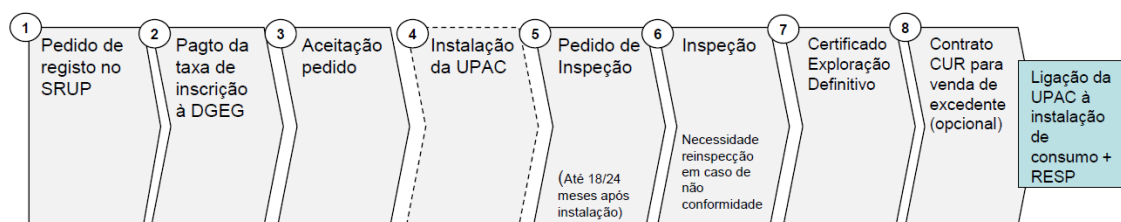


Figura 2.3: Procedimentos a seguir para a instalação de uma UPAC  
(Adaptado de <http://www.futursolutions.pt/docs/EnquadProdDistri.pdf>)

## 2.3. Net metering no Mundo

Embora tenha sido implementado recentemente em Portugal, o sistema de *net metering* já existe em diversos países da Europa e U.S.A., sendo que, praticamente em todos eles, existe uma legislação diferente.

Assim, nesta secção, vai-se analisar os diferentes sistemas de *net metering* que existem em diferentes países.

### 2.3.1. Europa

Na Europa, já existem alguns países que têm sistemas de *net metering*, sendo eles: Bélgica, Chipre, Dinamarca, Grécia, Itália, Hungria, Letónia e Holanda. Muitos dos restantes países europeus têm sistemas de tarifas *Feed-In* e tarifas *premium*. As tarifas *Feed-In* garantem um preço fixo inicial, por kWh, ao produtor do sistema fotovoltaico, ao qual a energia eléctrica é fornecida à comercializadora eléctrica. As tarifas *Feed-In premium* são as que atribuem uma compensação superior relativamente ao praticado no mercado. Os incentivos são diferentes consoante o país (RES Legal Europe, 2014).

A Bélgica apresenta uma situação peculiar, uma vez que o sistema de *net metering* não está implementado de igual forma para todo o país, sendo que cada região tem o seu sistema de

*net metering*. Deste modo, na região de Bruxelas, todas as instalações até 5 kW são elegíveis para o sistema de *net metering*, no entanto, para se poder beneficiar deste as instalações devem estar equipadas com dois tipos de contadores, um direccionado e um *green meter*, para que a energia produzida possa ser contabilizada. O *prosumer* é beneficiado através de um mecanismo de compensação, que se aplica à quantidade de energia injectada na rede entre duas leituras, desde que esta não exceda a quantidade de energia retirada da rede (RES Legal Europe, 2014).

Na Flandres, os sistemas até 10 kW são elegíveis para *net metering*. A quantidade de energia injectada na rede será deduzida na factura de energia, contudo, se a instalação injectar mais energia do que retira, então essa energia não é reembolsada. Porém, na Flandres, existe uma taxa para a utilização do *net metering*, sendo essa de 53€ por ano e por cada kW que seja instalado, ou então uma taxa com base na injeção de um *smart meter* no sistema, sendo que este terá que ser pago pelo proprietário do sistema (PVGRID, 2015; RES Legal Europe, 2014).

Por outro lado, na Valónia, os sistemas podem ir até 10 kW. O sistema de compensação é idêntico ao que é praticado em Bruxelas, no entanto, este só é válido durante o tempo de vida do sistema (Poullikkas et al, 2013; RES Legal Europe, 2014).

No Chipre, os sistemas podem ir até os 3 kWp, sendo que estes têm que possuir um contador bidireccional para medir a quantidade de energia que é injectada ou consumida da rede. A quantidade de energia injectada é descontada na factura (sendo esta quinzenal), caso a quantidade de energia injectada seja superior à consumida. O *prosumer* recebe créditos energéticos, que são transferidos para a próxima factura. Existe uma taxa relativa ao uso da rede no valor de 37,03€/kWp/ano (Adamos Kontos, 2015).

Na Dinamarca, os *prosumers* podem ter uma instalação até 6 kW de potência, ficando também isentos do pagamento da sobretaxa do *public service obligation*, PSO, que todos os dinamarqueses têm que pagar. A isenção vai até instalações de 50kW, contudo, estas, quando têm uma potência superior a 6 kW, já são consideradas unidades de produção (Morten Petersen, 2012; EPIA, 2013). As instalações têm que ter um contador para medir a energia injectada, e toda a energia produzida tem o valor da energia que é comprada, incluindo impostos. Por sua vez, as leituras são feitas mensalmente ou quinzenalmente (energinet, 2007).

Na Grécia, os sistemas de *net metering* para o sector residencial podem ir até aos 20 kW, sendo que estes têm que ter dois leitores, um para a energia consumida e outro para a energia que é injectada na rede. A compensação pela energia injectada é feita anualmente na factura de energia. A taxa referente à produção é apenas a quantidade de energia consumida pelo *prosumer* (PV-magazine, 2015).

Em Itália, o *net metering* pode ser usado por *prosumers* que tenham uma instalação até 20 kW, se esta tiver sido comissionada após 31 de Dezembro de 2007; instalações entre 20 kW a 200 kW, também, podem usar o *net metering*, independentemente da sua data de delegação. Os *prosumers* recebem créditos de energia, sem tempo limite de uso, quando a quantidade de

energia produzida for superior à consumida. Quando existe uma produção inferior ao consumo, o *prosumer* terá que pagar a diferença. Existe uma taxa anual para a utilização da rede, sendo esta de 15€ para instalações com potência menor que 3 kW, 30€ para instalações entre 3 kW e 20 kW e 45 € para instalações acima de 20 kW (RES Legal Europe, 2014).

Na Hungria, as instalações de *net metering* podem ir até 50 kWA, desde que esta não exceda os 3×36 A, ou seja 36 A por fase. A energia produzida será remunerada de acordo com o preço de energia a retalho. Assim sendo, caso o *prosumer* produza mais do que o que consome será remunerado, mas caso ocorra o contrário, este terá que pagar a diferença. Em todos os casos, o proprietário do sistema tem que pagar uma taxa fixa para o acesso à rede (RES Legal Europe, 2014).

Na Letónia, os *prosumers* podem ter uma instalação com um máximo de 3×16 A, 16 A por fase, não existe compensação financeira pelos kW injectados, mas a quantidade injectada é posteriormente deduzida na factura da energia. No caso de a instalação produzir mais do que consome, o excedo será descontado na factura do período de pagamento (RES Legal Europe, 2014).

Na Holanda, a capacidade do sistema pode ir até 550 kW, no entanto, este não pode exceder as capacidades anuais de energia do *prosumer*. Para além disso, é necessário ter um contador bidireccional e um contador de produção, sendo estes adquiridos através do HBPW, Holland Board of Public Works. Pela quantidade de energia injectada, serão atribuídos créditos de produção, designados por NEG, net excess generation credits, que poderão ser usados na factura de energia do mês seguinte; os créditos têm um prazo de três meses (Hollandbpw, 2015). A tabela 2.2 resume as diferentes políticas de *net metering* existentes na Europa.

País	Capacidade máxima	Compensação
Bélgica	5 kW 10 kW 10 kW	Mecanismo de compensação Desconto na factura Mecanismo de compensação
Bruxelas		
Flandres		
Valónia	10 kW	Mecanismo de compensação
Chipre	3 kWp	Desconto na factura e créditos
Dinamarca	6 kW	Desconto na factura
Grécia	20 kW	Desconto na factura
Itália	200 kW	Créditos energéticos
Hungria	50 kWA ou 3×36A	Remuneração financeira
Letónia	3×16A	Desconto na factura
Holanda	550 kW	Créditos energéticos

Tabela 2.2: Resumo das políticas de *net metering* na Europa

### 2.3.2. E.U.A.

Nos E.U.A, todos os Estados são possuidores de leis de *net metering*, sendo que em 2005, o Governo aprovou uma lei, através do *Energy Policy Act*, em que todas as companhias eléctricas públicas eram obrigadas a disponibilizar o *net metering* a todos os clientes que o desejassem, para se poderem ligar à rede. Neste contexto, os *prosumers* têm que pagar uma mensalidade pelo facto de ficarem ligados a rede. Todos os anos a *Interstate Renewable Energy Council* (IREC), juntamente com a *Vote Solar Initiative*, elaboram um relatório em que avaliam cada um dos Estados, relativamente aos seus programas de *net metering*. Existem alguns Estados que têm nota N/A, uma vez que algumas das suas políticas não atenderam ao mérito regulamentar, inclusive alguns Estados não receberam nota, uma vez que ainda não desenvolveram políticas estatais de *net metering* (Freeing the Grid, 2015).

As avaliações são efectuadas de acordo com os pontos que cada Estado recebe pelas políticas do seu *net metering*, tal como mostra a tabela 2.3.

Classificação	Pontos
A	15 ou mais
B	9 a 14.5
C	6 a 8.5
D	3 a 5.5
F	Menos de 3

Tabela 2. 3: Notas das políticas de *net metering* nos E.U.A

De acordo com estas políticas, além de se atribuírem pontos, podem também ser retirados, caso estas sejam consideradas fracas.

**Capacidade individual de cada sistema:** em certos casos, as limitações da capacidade fazem com que os *prosumers* não consigam obter um correcto dimensionamento dos seus sistemas, que satisfaçam as suas necessidades. As potências permitidas podem ser vistas na tabela seguinte.

Pontos	Potência do sistema permitida
+5	2 MW ou superior
+3	Entre 500 kW e 2 MW
+1	Entre 100 kW e 500 kW
0	Entre 50 kW e 100 kW
-1	50kW ou menos

Tabela 2.4: Classificação das potências do sistema

**Limite da capacidade total do programa:** muitos Estados têm limites para o total de capacidade agregada, elegível para o *net metering* (ver tabela 2.5), o que limita o total de energia limpa, que os *prosumers* podem gerar e enviar para a rede. Considera-se essa limitação uma má prática. O limite da capacidade é, normalmente, baseado na percentagem de procura de pico, criando incerteza para os *prosumers*, uma vez que estes não sabem quando o limite será atingindo, não podendo assim planear o futuro das suas instalações.

Pontos	Limite da capacidade total
+2.5 a 3	Maior ou igual a 5% (sem limite)
+2	Entre 2% a 5%
+1.5	Entre 1% a 2%
+1	Entre 0.5% a 1%
+0.5	Entre 0.2 a 0.5%
0	Menos de 0.2%

Tabela 2.5: Limite da capacidade total do programa

**Restrições no rollover:** quando os *prosumers* produzem mais energia do que consomem, durante o período de factura mensal, a maioria dos Estados permite que estes créditos em excesso sejam usados nos meses seguintes. No entanto, alguns Estados proíbem que exista este *rollover* de créditos. Para existir um sistema de *net metering* de sucesso, os *prosumers* devem poder usar os créditos que produziram em excesso, durante uma estação, em que o output do sistema é superior e usa-los numa estação em que o output seja mais reduzido. A tabela 2.6 mostra quais os melhores tipos de *rollover*.

Pontos	Restrições no rollover
+2.5	Rollover indefinido a taxa de retalho
+1	Rollover mensal a taxa de retalho por um ano, pagamento anual por grosso ou a custo de despesa
0	Rollover mensal a taxa de retalho por um ano, excesso de energia doado anualmente
-2	Pagamento anual por grosso ou a custo de despesa
-4	Não permite rollover, excesso de energia doado mensalmente

Tabela 2.6: Restrições de rollover

**Problemas de metering:** exigir aos *prosumers* que paguem por contadores especiais ou contadores duplicados, torna-se um fardo económico extra desnecessário, uma vez que não são necessários para o processo de *net metering* (tabela 2.7). Algumas políticas de Estado exigem, ou recomendam, que os clientes mudem para um sistema de *Time-of-Use*, TOU, em que os clientes pagam taxas diferentes de acordo com a altura do dia, o que pode ser bom para *prosumers* que produzam durante a hora de pico, ou desvantajoso para *prosumers* que produzam durante os fins-de-semana e fora das horas de pico, pois a energia terá menos valor e ainda terão

Pontos	Disposição de metering
+2	Não requer mudança de Contador, sistema usa Contador existente
+2	Novo Contador é fornecido sem custo ao <i>prosumer</i>
+1	Duplo Contador ou registador duplo, custo do Contador extra é pago
0	Duplo Contador ou registador duplo, <i>prosumer</i> têm que suportar os custos

Tabela 2.7: Disposição de metering

que pagar taxas extras. O sistema de TOU, também, tem uma quantidade de energia máxima, que se pode usar durante um determinado período, e o excesso pode ser transferido para outro período de tempo. Contudo, pode haver períodos de tempo segregados, em que a energia injectada só pode ser usada nesse período de tempo (tempo de pico, por exemplo), fazendo com que os créditos não possam ser usados em pleno. A tabela 2.8 demonstra quais são os melhores exemplos de TOU.

Pontos	Metering usando taxas de TOU
+2	Contadores de TOU, com carryover
+1	Contadores de TOU com segregação de tempo
0	Taxa de TOU com segregação de tempo são desvantajosos para pequenos geradores

Tabela 2.8: Metering usando taxas de TOU

**Propriedade dos créditos energéticos:** na tabela 2.9 mostra-se como é considerado má política que os créditos energéticos não pertençam ao *prosumer*.

Pontos	Propriedade dos créditos energéticos
+1	Pertencerem ao <i>prosumer</i>
-1	Propriedade dos créditos não está definida
-2	Créditos dados à distribuidora de energia para exportarem energia
-5	Créditos transferidos para a distribuidora sem incentivo apropriado

Tabela 2.9: Propriedade dos créditos energéticos

**Tecnologias elegíveis:** não existe nenhuma razão pela qual os *prosumers* não possam usar uma determinada tecnologia, na produção de energia, com o fim de se usar o *net metering*. As limitações podem ser vistas na tabela 2.10.



Pontos	Tecnologias elegíveis
+1	Solar, vento, outras tecnologias renováveis e tecnologias com baixa emissão
+0.5	Apenas solar e vento
0	Excluir solar ou vento

Tabela 2.10: Tecnologias elegíveis para *net metering*

**Sectores elegíveis:** alguns Estados restringem o sector de mercado que pode aceder ao *net metering* (ver tabela 2.11), quer seja residencial ou não. A não restrição ao sector não residencial é essencial para incentivar o mercado das energias renováveis.

Pontos	Sectores elegíveis
+2	Não existem restrições
+1	Não residencial permitida até a capacidade limite do estado enquanto o sector residencial está limitado a 10 kW
0	Sector residencial apenas

Tabela 2.11: Sectores elegíveis para *net metering*

**Safe Harbor, pagamentos em caso de falha do *net metering* e outras taxas:** caso exista uma falha no sistema de *net metering*, muitas distribuidoras têm que satisfazer a procura de energia dos consumidores. Desta forma, alguns Estados permitem que as distribuidoras possam cobrar, caso exista falha no sistema de *net metering*. Tal constitui uma má política, especialmente, para os *prosumers* com pequenos sistemas, pois essas taxas podem ser tão pesadas, que podem ter implicações negativas na economia, no que se refere ao incentivo ao *net metering*.

O *Safe Harbor* garante que os *prosumers* sejam tratados como qualquer outro cliente, especificando que não lhes devem ser cobrados mais impostos ou taxas, equipamento adicional não necessário ou seguro extra no uso do *net metering*. Esta situação está mais detalhes na tabela 2.12.

Pontos	Safe Harbor, pagamentos em caso de falha do <i>net metering</i> e outras taxas:
+3	Existência de <i>Safe Harbor</i>
0	Não definido
-1	A distribuidora impõe taxas ou decide se deve adicionar taxas
-1	Pequenas taxas adicionais para o <i>net metering</i> são impostas
-5	Pagamentos adicionais significantes ou taxas são impostos

Tabela 2.12: Safe Harbor e taxas aplicadas ao *net metering*

**Modelo *Third-Party*:** nos últimos anos, tem-se assistido cada vez mais ao modelo de *Third-Party*, em que o *prosumer*, em vez de comprar um sistema, assina um contrato de aluguer do sistema, que é então instalado na sua residência por outra entidade. Esta medida permite,

assim, que o prosumer não tenha que fazer um investimento inicial, pagando apenas as mensalidades definidas no contrato assinado, tal como mostra a tabela 2.13.

Pontos	Modelo Third-Party
+1	Modelo permitido a fazer <i>net metering</i>
0	Não especificado
-1	Modelo não permitido a fazer <i>net metering</i>

Tabela 2.13: Aplicação do modelo de Third-Party

Existem, também, pontos extra relativamente à possibilidade de um *prosumer* receber créditos por investir num sistema que funcione a favor de uma comunidade - a possibilidade de agregar todos os contadores da sua propriedade contígua, para o propósito do *net metering*. As políticas são aplicadas a todos os distribuidores, cada um valendo 1 ponto extra.

Assim, de acordo com as avaliações anteriores, existem 18 Estados que receberam a nota máxima de A, sendo que o que recebeu mais pontos foi o Colorado com 25 pontos num máximo de 26.5, enquanto Ohio foi o que teve menor pontuação, com 15 pontos. Por seu turno, Arkansas, Illinois e Minnesota estiveram perto de receber também nota A. Estes três Estados tiveram 14.5 pontos, faltando apenas 0.5 pontos para obterem a avaliação máxima. Em todos os casos, são dados exemplos de políticas que poderiam melhorar o *net metering* em cada Estado.

De seguida, é dado o exemplo do melhor e pior modelo de *net metering* que existe nos E.U.A.

**Colorado (25 pontos):** desde 2007, que este Estado mantém a avaliação máxima, e devido ao número de pontos obtidos é considerado o *Gold Standard*. No entanto, até o Colorado recebeu uma recomendação para melhorar, ao permitir que as regras possam cobrir os clientes municipais e de cooperativas. A tabela 2.14 resume as políticas praticadas neste Estado.

Tecnologias renováveis elegíveis/outras tecnologias	Todas as renováveis, células de combustível que usem combustíveis renováveis.
Sectores aplicáveis	Comercial, industrial, residencial
Serviços aplicáveis	Todos com a excepção de pequenos serviços municipais
Capacidade limite do sistema	Clientes IOU: 120% da média anual de consumo. Municipais e cooperativas: 25kW para não residencial e 10kW para residencial
Limite da capacidade agregada	Sem limite especificado
<i>Net excess generation</i>	Creditado na próxima factura a preço de mercado. Clientes das IOU no final do ano podem optar por manter os seus créditos indefinidamente ou ser compensado ao preço médio horário
Propriedade dos créditos	Pertencem aos clientes
Agregação de Contadores	Permitidos para clientes IOU, regras ainda em desenvolvimento

Tabela 2.14: Modelo de *net metering* no Colorado

De salientar, que o *net metering* nos E.U.A. não se faz só de bons exemplos, pois existem vários Estados com notas C e D. No entanto, a pior pontuação que um Estado recebeu foi de 0.5 pontos, pertencendo ao estado da **Georgia**. Este Estado teve diversas subtracções de pontos, sendo a mais grave referente ao *rollover* dos créditos energéticos, uma vez que estes são creditados na factura. Porém, são creditados a uma taxa predeterminada. Algumas das muitas melhorias que se podiam fazer, passam pela remoção do limite que os sistemas têm para que os *prosumers* pudessem satisfazer as suas necessidades energéticas, aumentar a capacidade do programa para o mínimo de 5% da procura em pico dos serviços, adoptar a política de *Safe Harbor* e expandir o número de tecnologias elegíveis para o programa de *net metering*. A tabela 2.15 resume as políticas praticadas neste Estado.

Tecnologias renováveis elegíveis/outras tecnologias	Fotovoltaica, eólica, células de combustível
Sectores aplicáveis	Comercial, industrial, residencial
Serviços aplicáveis	Todos os serviços
Capacidade limite do sistema	100 kW para não residencial e 10 kW para residencial
Limite da capacidade agregada	0.2% da procura em pico dos serviços do ano anterior
Net excesso generation	Creditado na próxima factura a preço predeterminado
Propriedade dos créditos	Não especificado

Tabela 2.15: Modelo de *net metering* na Georgia

Em modo de resumo, apesar de alguns Estados ( 9) terem uma classificação mais baixa, a grande maioria (36), ver tabela 2.16, tem uma classificação bastante elevada. Entre as políticas mais importantes estão as de *Safe Harbor*, para proteger os *prosumers* de possíveis abusos na atribuição de taxas e pagamentos extra. Além disso, a propriedade dos créditos deve pertencer sempre aos *prosumers* e o *rollover* ilimitado dos créditos. Apesar de todas as políticas serem importantes, as que foram referidas são as que prejudicam a pontuação dos Estados, pois as leis não estão presentes nas suas leis estatais.

De notar que houve uma melhoria positiva dos Estados desde 2007 até ao presente. A figura 2.4 mostra a diferença de classificação que houve ao longo de sete anos nos E.U.A.

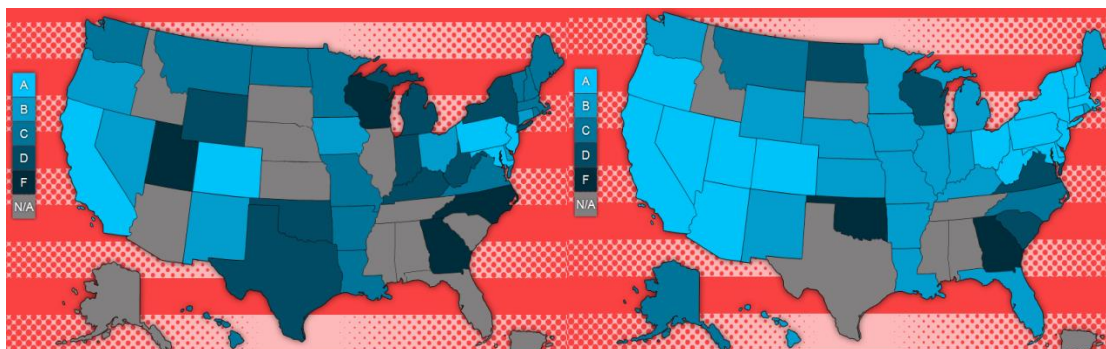


Figura 2.4: Classificação dos estados (em 2007 a esq. e 2014 a direita)  
(Adaptado de <http://freeingthegrid.org/#state-grades/>)

Classificação	Número de estados
A	18
B	18
C	3
D	4
F	2
N/A	6

Tabela 2.16: Resumo das classificações de *net metering* nos E.U.A.

### 2.3.3. Comparação da legislação portuguesa com a internacional

Após a análise das políticas de *net metering* na Europa e nos E.U.A., chegamos à conclusão que a legislação em vigor, em Portugal, é bastante diferente do que é praticado nos outros países. De facto, verifica-se que uma das principais diferenças são as remunerações que se obtêm pela energia injectada na rede, pois a grande maioria dos países com *net metering*, faz a remuneração da energia injectada através de créditos energéticos, podendo estes ter o mesmo valor comercial da energia comprada. Assim, o *prosumer* pode usá-los para colmatar os períodos em que o sistema não está a produzir, ou então usá-los posteriormente. Esses créditos podem ter um tempo de uso de meses ou até indefinidamente, consoante a legislação de cada país em questão. Uma outra forma de remuneração algo comum, é o desconto na factura de electricidade. Como se pode verificar, a remuneração feita em Portugal é totalmente diferente da praticada nos outros países, pois o dinheiro recebido pela energia excedente é transferido para a conta do *prosumer*; este pode então usá-lo para outros fins que não sejam a do pagamento da energia que consome. Outro factor que diferencia dos restantes países é o facto da potência do sistema não ter um limite pré-definido para todos. Na verdade, em Portugal, a potência do sistema varia consoante a potência que é contratada, variando assim com cada *prosumer*. Noutros países, a potência limite que os sistemas podem ter está definida para todos os casos. No entanto, um dos pontos fracos, é que em Portugal as UPAC têm que ser dimensionadas para

um maior consumo do que para injectar energia na rede, fazendo com que um sobredimensionamento do sistema não traga grandes vantagens ao *prosumer*.

## 2.4. Software de projecto

Existem actualmente no mercado, diversas ferramentas informáticas capazes de analisar projectos de sistemas fotovoltaicos, tanto para autoconsumo directo, como para *net-metering*, alguns com mais funcionalidades que outros. De seguida, mostraram-se dois exemplos desses mesmos.

### 2.4.1. Software PVsyst

PVsyst – Desenvolvido pela universidade de Geneva, é uma das aplicações de software mais usados do mercado. O PVsyst permite analisar sistemas ligados à rede, isolados, de bombeamento e sistema de rede DC. Para os sistemas enumerados anteriormente, o software permite realizar um design preliminar; o sistema de rede DC não está disponível para esta opção, e *design* de projecto.

O *design* preliminar, figura 2.5, permite realizar um pré-dimensionamento, uma primeira avaliação do sistema e das dimensões dos seus componentes, sem que sejam usados componentes reais. O utilizador necessita de introduzir a localização onde pretende que o sistema seja instalado, o azimuth, a inclinação dos painéis, e o tamanho ou potência que pretende na matriz fotovoltaica. A análise ao sistema é realizada usando valores mensais, resultando assim numa análise grosseira. Os resultados da análise mostram: a irradiância que pode ocorrer ao longo dos meses; a energia à saída do sistema; e uma breve análise financeira sobre o investimento inicial para o projecto em questão.

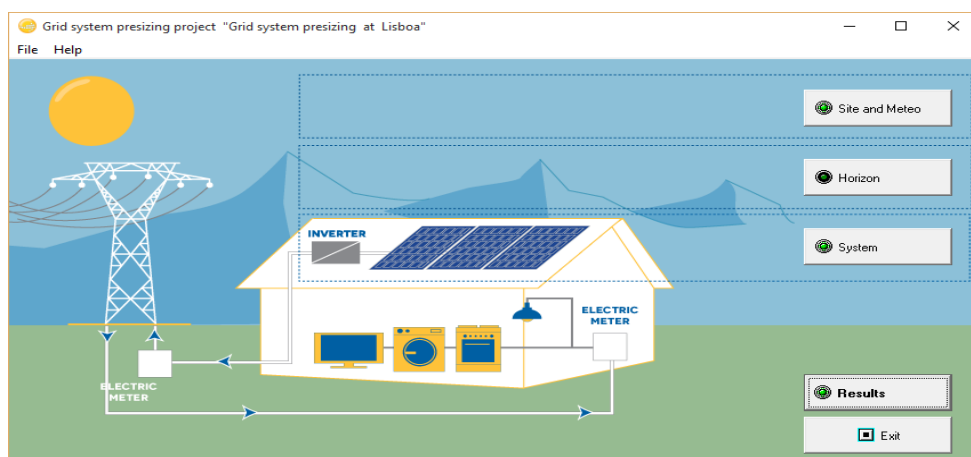


Figura 2.5: Janela do *design* preliminar do pvsyst

O *design* de projecto, figura 2.6, já permite uma análise mais refinada, pois o estudo é realizado usando dados detalhado de hora a hora. Primeiramente, o utilizador tem que escolher a localização geográfica que pretende, seleccionando o país e, de seguida, a estação meteorológica da zona pretendida, obtendo-se assim as irradiância e temperaturas para essa zona. Para se iniciar a análise, é necessário introduzir diversos *inputs*, através de diversas janelas, sendo que alguns deles são obrigatórios e outros opcionais.

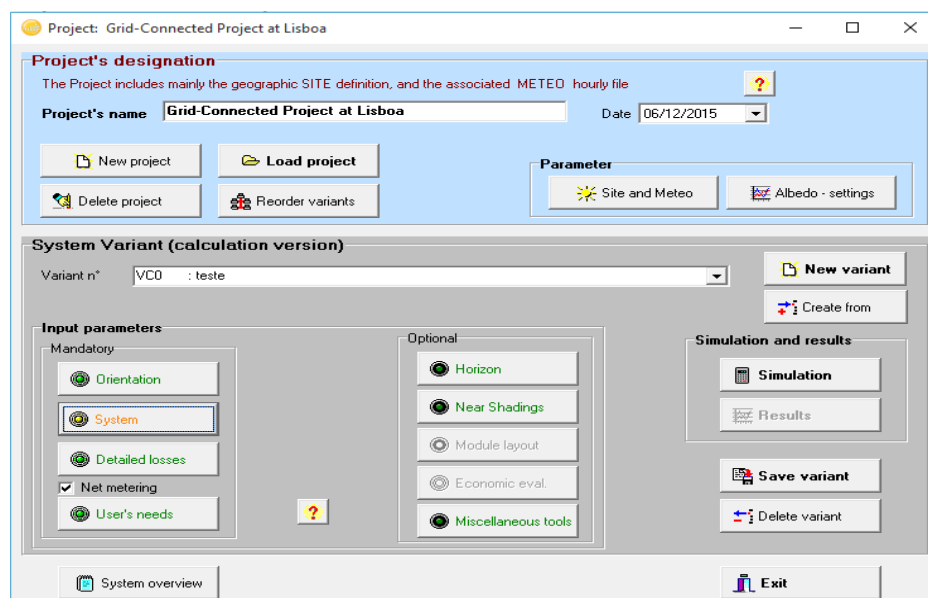


Figura 2.6: Janela principal do projecto

Dos inputs obrigatórios, encontram-se:

- Orientação: onde se define o ângulo dos painéis e o seu azimuth, podendo ainda ser possível definir se os painéis vão ser fixos ou se irão ter diversas orientações consoante a estação do ano.
- Sistema: define a configuração da instalação que se pretende, para auxiliar no dimensionamento. É possível pré-definir uma potência ou uma área máxima; o utilizador escolhe o tipo de painel e inversores que pretende da vasta base de dados disponível. Deve-se também definir o número de painéis para cada *string*. Na figura 2.7, é mostrado um pequeno resumo do sistema definido.
- Perdas detalhadas: Permite alterar as perdas de diversas variáveis que estão pré-definidas, como perdas térmicas, ohmicas, e perdas causadas pelas diferenças entre painéis.

Figura 2.7: Janela com as configurações do sistema

Caso o sistema a instalar seja um sistema de net-metering, é possível definir as necessidades energéticas do cliente. Nos *inputs* opcionais encontra-se:

- Horizonte: onde se pode verificar o que acontece ao horizonte solar, quando se altera o azimuth.
- Sombreamento: onde se pode criar um modelo 3D da matriz fotovoltaica, de modo a verificar-se os sombreamentos existentes.
- Ferramentas variadas: onde é possível alterar o factor de potência, as limitações de potência da rede.

Após a introdução dos diversos *inputs*, o software efectua a análise do sistema e mostra os resultados numa nova janela, figura 2.8, na qual se pode encontrar os parâmetros da simulação e os seus principais resultados. A janela de resultados permite ainda ao utilizador, consultar diversas tabelas e gráficos contendo informações referentes à irradiância, temperatura, perdas ou energia. Para se obter uma avaliação económica, tem que ser o utilizador a introduzir os preços dos diversos componentes, custos de manutenção manuais e taxas que possam existir. De acordo com o país em que se encontra, é possível ainda considerar-se que foi adquirido um empréstimo para se poder realizar o investimento do sistema fotovoltaico. O software permite

também gerar um relatório, que contém toda a informação introduzida, as diversas perdas consideradas e a análise do sistema. (Pvsyst,2016).

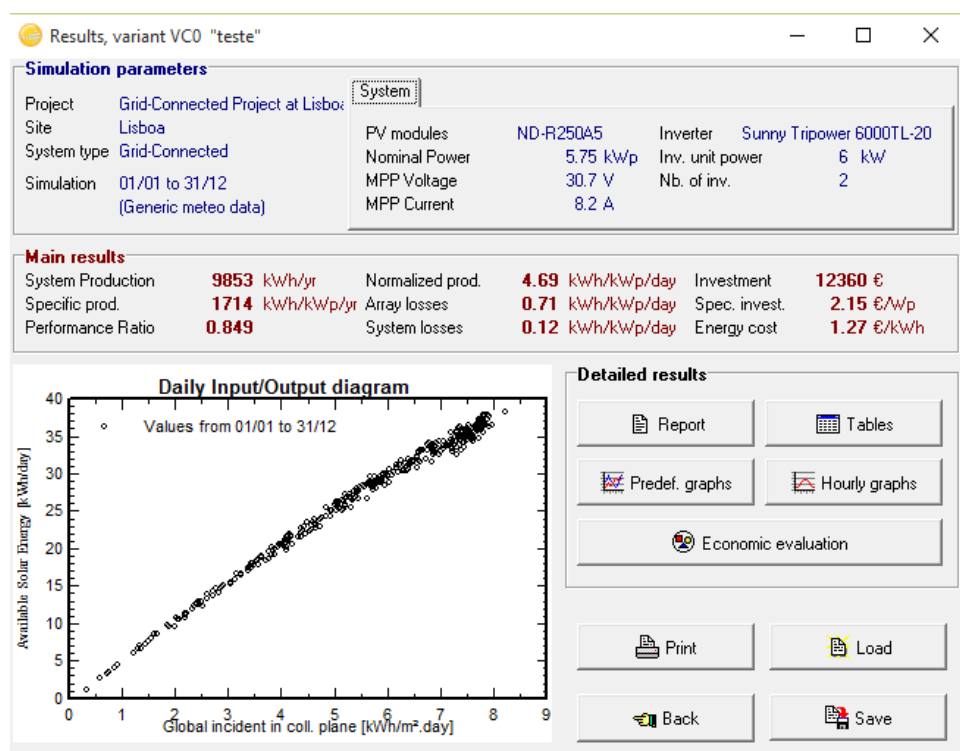


Figura 2.8: Janela com o sumário dos resultados.

## 2.4.2. Software PV\*Sol

PV\*Sol – Desenvolvido pela Valentin Software, Alemanha, este software permite analisar diversos tipos de sistemas - sistemas ligados à rede; sistemas ligados à rede com aplicações eléctricas; sistemas ligados à rede com aplicações eléctricas e com sistema de baterias; sistemas isolados e isolados com gerador de *back-up*, sendo que estes dois são sistemas da SMA.

Inicialmente, o utilizador tem que escolher o tipo de sistema que quer analisar, dos que foram enunciados anteriormente. Surge então um modelo genérico do sistema que se escolheu figura 2.9, seguindo-se a escolha da localização do projecto, ou seja, o país e a cidade pretendida.



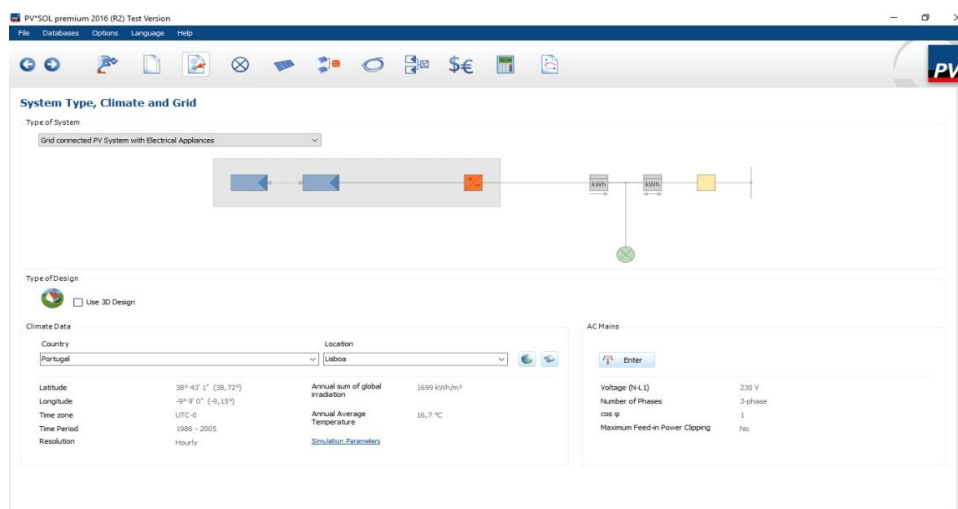


Figura 2.9: Janela com as configurações iniciais do projecto.

O software possibilita ao utilizador escolher se pretende usar um *design* 3D, figura 2.10. Caso seja escolhida esta opção, é possível criar um modelo em 3D da habitação, e a zona em redor, podendo-se escolher com exactidão o local ou locais, nos quais os painéis e todos os restantes componentes necessários irão ser montados, bem como os afastamentos entre eles. Este modo permite uma melhor percepção dos sombreamentos e o modo como estes irão influenciar a produção de energia do sistema.

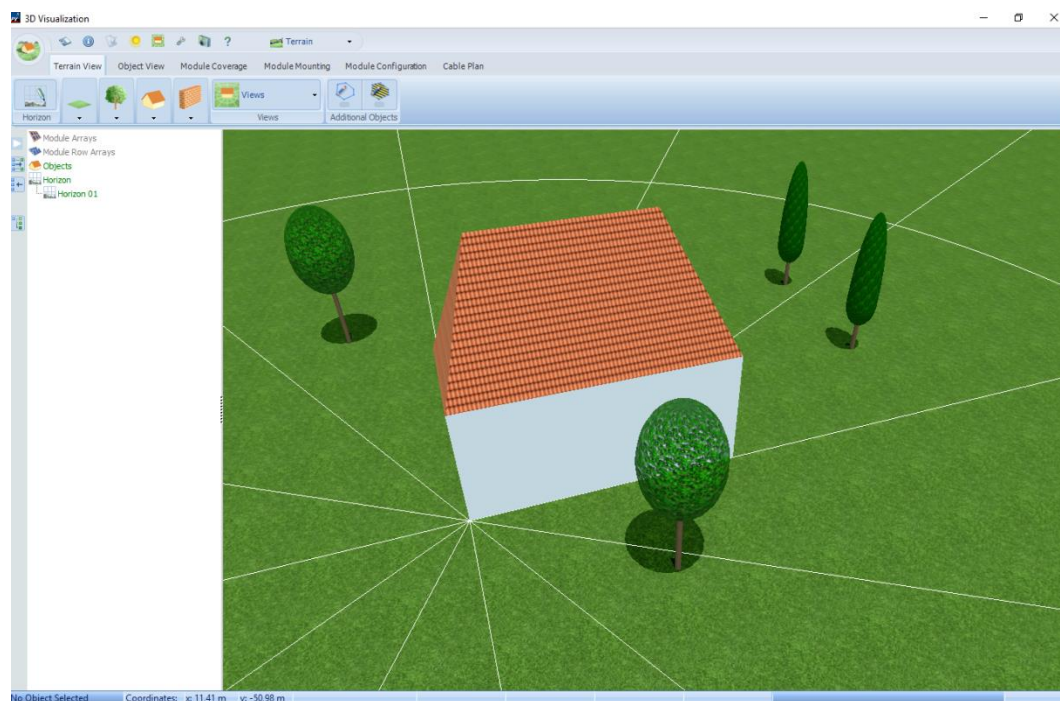


Figura 2.10: Exemplo ilustrativo da ferramenta em 3D

O consumo que a habitação tem, no caso de se estar a analisar um sistema de net-metering, pode ser definido usando alguns perfis existentes ou então criar um perfil de acordo com as necessidades do cliente em questão.

No caso de não ter sido escolhido o *design* em 3D, o utilizador irá definir o tipo de montagem que pretende, e ter que escolher os painéis, da vasta base de dados disponível, introduzindo também a inclinação e o azimuth dos mesmos, figura 2.11. É possível, também, definir a degradação que os módulos irão ter ao fim de um certo número de anos. Uma vez que não é usado o *design* 3D, o sombreamento é calculado através de valores percentuais, definidos pelo utilizador. Seguidamente, são escolhidos os inversores da base de dados, e é definido o número de painéis a atribuir pelas respectivas strings do inversor.

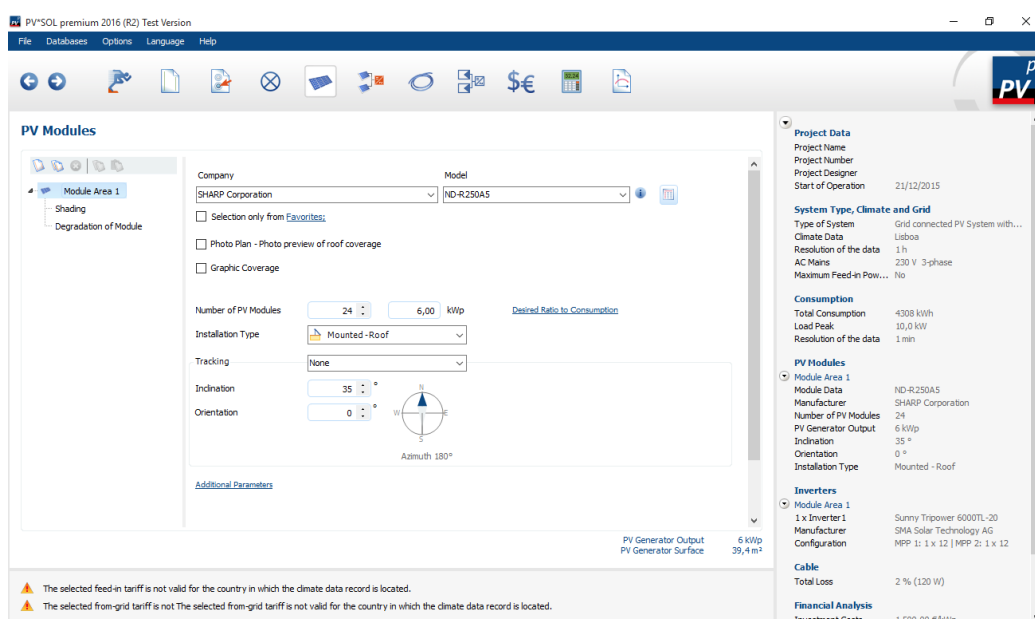


Figura 2.11: Janela com as configurações dos painéis

O software permite, ainda, uma análise financeira detalhada, tanto para *feed-in* como para *net-metering*. Esta conta com quatro parâmetros principais, além do valor da tarifa a receber pela energia injectada na rede, e que permitem a sua modificação:

- Parâmetros gerais: é definida a duração da análise e o retorno anual médio do capital empregado;
- Receitas e despesas: permite definir despesas com a instalação, custos operacionais e taxas de instalação; entre as receitas, existem os subsídios e as taxas que são dedutíveis com a instalação e funcionamento de um sistema fotovoltaico;

- **Financiamento:** permite a introdução de um empréstimo, caso o cliente necessite, em que são alterados as diferentes taxas a aplicar, bem como os períodos em que o cliente necessita de pagar o empréstimo;
- **Taxa:** permite a introdução da taxa de imposto marginal.

Na análise de resultados, surge numa nova janela, na qual é mostrado em forma de resumo, alguma informação financeira, a produção gerada pelo sistema, um gráfico produção/consumo, e os componentes que fazem parte do sistema que foi analisado. É possível obter-se informação mais detalhada através dos submenus, onde se encontram diversos gráficos com informação mensal relativa a irradiância, temperatura, rácio de performance e produção, tabelas com informação relativas ao *cash-flow*, despesas mensais com o consumo de energia, e as perdas existentes no sistema em análise. (PV\*Sol,2015)

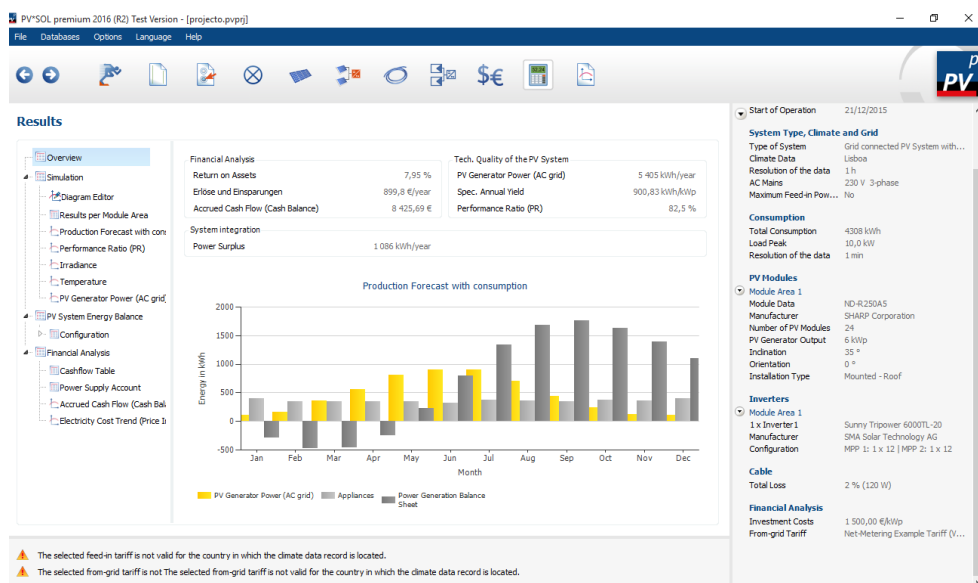


Figura 2.12: Janela com o sumário dos resultados.



### 3. Modelização

Neste capítulo, vão ser descritos os diversos modelos matemáticos e algoritmos usados, que estão na base da criação da ferramenta informática.

#### 3.1 Produção Fotovoltaica

Antes de se iniciar o dimensionamento e a optimização de um projecto fotovoltaico, é necessário, primeiro, efectuarem-se cálculos do consumo do cliente, a fim de que se possa escolher qual o melhor equipamento a usar para o projecto em questão.

##### 3.1.1 Influência da temperatura da célula na produção fotovoltaica

Um grande factor que influencia a produção fotovoltaica é a temperatura. Esta irá afectar a eficiência do módulo fotovoltaico, sendo que quanto mais alta for a temperatura do módulo para uma irradiância constante, menor irá ser a potência produzida, como se pode verificar na figura 3.1.

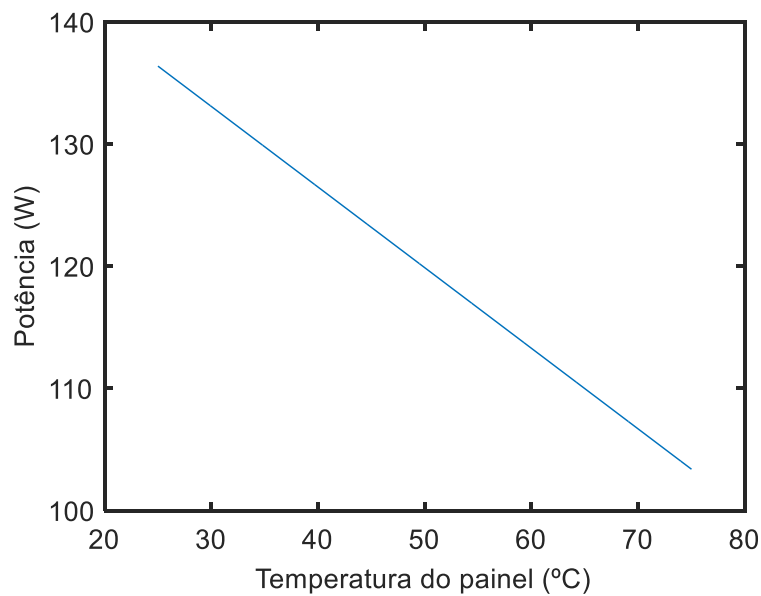


Figura 3.1: Variação da temperatura do módulo Sharp ND-R250A5, com potência de 250 W, para uma irradiância de  $0.6 \left( \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right)$ .

As condições padrões para os módulos *Standard Test Conditions* (STC), são definidas como tendo uma temperatura de 25 °C e uma irradiância de 1 kW/m<sup>2</sup>. Porém, estas condições ocorrem em laboratório, pois fora dele dificilmente estas características se mantêm. Uma vez que a temperatura ambiente tem uma grande influência, é sempre necessário calcular a temperatura em que se encontram as células dos módulos - equação 3.1:

$$T_{cel}(^{\circ}\text{C}) = T_{amb} \left( \frac{NOCT - 20}{0.8} \right) \times G \quad (3.1)$$

em que  $T_{cel}$  corresponde à temperatura a que a célula se encontra numa determinada hora, com uma temperatura ambiente;  $T_{amb}$  (°C), com a respectiva irradiância;  $G$  (kW/m<sup>2</sup>). NOCT ou *Nominal Operating Cell Temperature* representa a temperatura a que as células se encontram, quando existe uma temperatura ambiente de 20 °C, uma irradiância de 0.8 kW/m<sup>2</sup>, a velocidade do vento é de 1 m/s e o módulo se encontra a 45° relativamente ao chão; o valor do NOCT varia de módulo para módulo (Masters, 2004).

Uma vez calculada a temperatura da célula, é então necessário calcular a potência corrigida, que se obtém do módulo a partir da equação 3.2:

$$P_{DC}(W) = P_{DC(STC)} \times [1 - \alpha_p \times (T_{cel} - 25)] \quad (3.2)$$

$P_{DC(STC)}$  corresponde à potencia de pico DC nas STC, condições estas que apresentam uma irradiância de 1 kW/m<sup>2</sup>, uma temperatura nas células de 25 °C e 1.5 atmosferas;  $\alpha_p$  (%/°C) é o factor de temperatura da potência (Masters, 2004).

### 3.1.2 Rendimento do inversor e cálculo da potência AC

Tendo a potência DC corrigida sido calculada, é necessário que esta seja convertida para AC. Esta conversão está a cargo do inversor. Os fabricantes de inversores, além de fornecerem a eficiência nominal do inversor, também fornecem a curva de rendimento para alguns inversores.

Na figura 3.2, é apresentando um exemplo das curvas de rendimentos dos inversores.

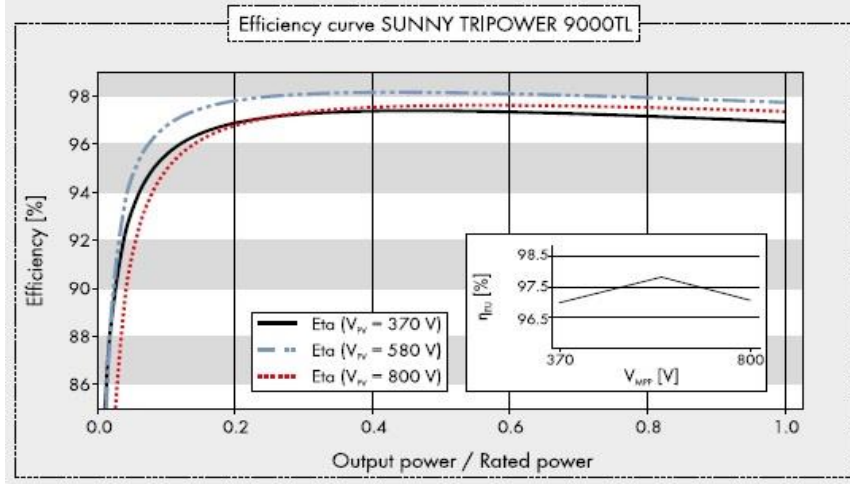


Figura 3.2: Curva de rendimento do inversor SMA Sunny Tripower 9000TL. (Fonte: SMA)

As curvas de rendimento podem ser modelizadas com o modelo matemático (3.3), em que os coeficientes estão associados com as diferentes perdas eléctricas do inversor

$$\eta_{inv} \left( \frac{\%}{100} \right) = \frac{\left( \frac{P_{AC}}{P_{NOM}} \right)}{\left( \frac{P_{AC}}{P_{NOM}} \right) + K_0 + K_1 \left( \frac{P_{AC}}{P_{NOM}} \right) + K_2 \left( \frac{P_{AC}}{P_{NOM}} \right)^2} \quad (3.3)$$

$K_0$ ,  $K_1$  e  $K_2$  representam os coeficientes de ajuste; e  $P_{NOM}$  representa a potência nominal do inversor (Rampinelli et al. 2014). No entanto, a função (3.3) teve que ser adaptada, uma vez que se parte da potência DC do inversor e se pretende obter a potência AC de saída:

$$\eta_{inv} \left( \frac{\%}{100} \right) = \frac{\left( \frac{P_{DC}}{P_{NOM}} \right)}{\left( \frac{P_{DC}}{P_{NOM}} \right) + K_0 + K_1 \left( \frac{P_{DC}}{P_{NOM}} \right) + K_2 \left( \frac{P_{DC}}{P_{NOM}} \right)^2} \quad (3.4)$$

Os diferentes coeficientes são obtidos através da ferramenta *cftool* (Curve fitting) do *Matlab*. Primeiro, foram retirados diversos pontos da curva de rendimento do inversor que se analisou, sendo estes introduzidos no *Matlab*, juntamente com a função (3.4); a ferramenta *cftool* irá criar uma nova curva, que passe pelos pontos que foram introduzidos de acordo com a função (3.4), devolvendo os valores dos diferentes coeficientes.

Além do rendimento do inversor, tem que se ter também em conta outros rendimentos que resultam de mais perdas, sendo estes as diferenças entre os módulos ( $\eta_{módulos}$ ), uma vez que os módulos fotovoltaicos não são exactamente iguais e a sujidade ( $\eta_{sujidade}$ ) que os módulos podem conter, resultando assim na equação (3.5)

$$\eta_{convers\tilde{a}o} = \eta_{inv} \times \eta_{m\acute{o}dulos} \times \eta_{sujidade} \quad (3.5)$$

Obtêm-se, assim, a potência AC com base nos rendimentos anteriores, através da função (3.6):

$$P_{AC} = \eta_{convers\tilde{a}o} \times P_{DC} \quad (3.6)$$

### 3.1.3 Escolha de módulo fotovoltaico e de inversor

Para a escolha do módulo fotovoltaico, criou-se uma base de dados com diversos módulos de diferentes potências (e alguns com potências iguais mais diferentes características). Esta base de dados é utilizada no processo cujo algoritmo irá buscar o módulo com menor potência, analisando assim o projecto em questão com esse módulo. Após essa análise, o algoritmo irá procurar o módulo com a potência acima do anterior, analisando-se assim o projecto com este novo módulo. Este processo é feito repetidamente, até que todos os módulos da base de dados sejam analisados.

A escolha do inversor recai na sua potência,  $P_{inv}$ . Para se determinar qual o inversor a usar, temos que ter em conta a potência do sistema fotovoltaico.  $P_{FV}$ , esta potência é usada para definir um intervalo, definido pela equação 3.7, no qual a potência do inversor se vai situar (GreenPro,2004)

$$70\% \times P_{FV} < P_{inv} < 120\% \times P_{FV} \quad (3.7)$$

### 3.1.4 Matriz fotovoltaica

Como se viu anteriormente, a variação da temperatura vai ter influência na produção fotovoltaica, uma vez que a tensão de entrada do inversor é o resultado do somatório das tensões dos módulos. A variação da temperatura pode fazer com que os limites de tensão de entrada do inversor sejam ultrapassados, ou que não tenham mesmo tensão de entrada suficiente. Como tal, para a realização de um projecto fotovoltaico, é necessário calcular os extremos de temperatura que o modulo pode atingir. Desta forma, é possível saber o número máximo e minino de módulos em série.

O cálculo do número máximo de módulos é obtido através da equação 3.8, calculando a tensão em circuito aberto para a temperatura mínima admissível,  $U_{OC(-10^{\circ}C)}$  sendo essa temperatura de  $-10^{\circ}C$ :



$$U_{OC(-10^{\circ}C)}(V) = \left(1 - \frac{((25^{\circ}C - (-10^{\circ}C)) \times V_{OC})}{100}\right) \times U_{OC} \quad (3.8)$$

Onde  $V_{OC}$  representa o coeficiente de temperatura em relação à tensão em circuito aberto; e  $U_{OC}$  representa a tensão em vazio nas condições  $STC$  (GreenPro,2004). Estando a tensão calculada, é agora possível calcular o número máximo de módulos, através da razão com a tensão máxima admissível do inversor, por meio da seguinte equação (GreenPro,2004):

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{U_{m\acute{a}x\ inv}}{U_{OC(-10)}} \quad (3.9)$$

Para calcular o número mínimo de módulos, é necessário calcular a tensão para a temperatura máxima admissível,  $U_{MPP(70^{\circ}C)}$ , equação 3.10, em que a temperatura se situa nos  $70^{\circ}C$ .

$$U_{MPP(70^{\circ}C)}(V) = \left(1 - \frac{((25^{\circ}C - (70^{\circ}C)) \times V_{OC})}{100}\right) \times U_{MPP(STC)} \quad (3.10)$$

$V_{OC}$  representa novamente o coeficiente de temperatura em relação à tensão em circuito aberto; e  $U_{MPP(STC)}$  representa a tensão no ponto de potência máxima em condições  $STC$  (GreenPro,2004). Ficando o cálculo do número mínimo de módulos, como demonstra a equação seguinte:

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{U_{MPP\ inv}}{U_{MPP(70)}} \quad (3.11)$$

$U_{MPP\ inv}$  corresponde ao valor MPP mínimo do inversor (GreenPro,2004).

Além do número mínimo e máximo de módulos, é necessário saber o número de fileiras que a matriz irá ter (equação 3.12), uma vez que os inversores têm um número máximo de fileiras que pode suportar. Este cálculo é obtido considerando a razão entre corrente máxima do inversor,  $I_{max\ inv}$ , e a corrente máxima da fileira,  $I_{max\ fil}$  (GreenPro,2004).

$$N_{fileira} = \frac{I_{max\ inv}}{I_{max\ fil}} \quad (3.12)$$

## 3.2 Cálculo da secção mínima da cablagem

Além dos dimensionamentos dos módulos e dos inversores, é necessário dimensionar a cablagem existente, pois um mau dimensionamento destes pode levar ainda a mais perdas de energia, diminuindo assim o rendimento de toda a instalação fotovoltaica.

Existem três tipos de cabos que vão interligar as diferentes zonas da instalação fotovoltaica.

### 3.2.1 Cabo DC de ligação das fileiras

Este cabo DC tem como função a interligação dos módulos fotovoltaicos que estejam presentes numa fileira, e é responsável também pela ligação da fileira à caixa de junção. O dimensionamento da sua secção,  $S_{fileira}$ , pode ser feito através de função seguinte (GreenPro,2004):

$$S_{fileira}(mm^2) = \frac{2 \times L_{fileira} \times I_{fileira}}{1\% \times U_{MPP} \times \sigma} \quad (3.13)$$

$L_{fileira}$  representa o tamanho da fileira;  $I_{fileira}$ , a corrente que existe na fileira;  $U_{MPP}$ , a tensão do ponto máximo e potência, e  $\sigma$  é a condutividade do condutor; este normalmente é de cobre ( $56 \frac{m}{\Omega \times mm^2}$ ) ou alumínio ( $34 \frac{m}{\Omega \times mm^2}$ ), também se assume que existe uma perda de potência e que essa será de 1%. Uma vez que as dimensões dos cabos são normalizadas, sempre que o valor da secção não corresponder a um desses valores deve-se então arredondar para cima, até ao valor mais próximo. Existe, também, um tamanho mínimo de secção que os cabos podem ter. Esse tamanho está definido nas *Regras técnicas das instalações eléctricas de baixa tensão*, na secção 524.1, tamanho esse que varia consoante o condutor seja cobre ou alumínio. Neste caso, estipulou-se que os cabos seriam isolados e de cobre,  $1 \text{ mm}^2$ .

Após a secção do cabo calculada, tem que se verificar se a queda de tensão máxima admissível na linha neste, não é superior a 1%; essa verificação é feita através da seguinte função:

$$\Delta u(\%) = \frac{100}{U_0} \times b_T \times \left( \left( \rho \times \frac{L}{S} \right) \times \cos \varphi \right) \times I \quad (3.14)$$

$U_0$  representa a tensão simples;  $b_T$  é um coeficiente que tem valor 1 para circuitos trifásicos e valor 2 para circuitos monofásicos;  $\rho$  é a resistividade dos condutores;  $L$ , o comprimento dos

condutores;  $S$ , a secção;  $I$  a corrente de serviço e  $\varphi$  o factor de potência. Se a queda apresentar um valor superior a 1%, o cabo é dimensionado para o tamanho seguinte, sendo verificada novamente a sua queda (RTIEBT, 2006).

As perdas de potência,  $P_M$ , causadas pelo cabo DC das fileiras é, então, obtido através de:

$$P_M(W) = \frac{2 \times L_{fileira} \times N_{fileira} \times I_{fileira}^2}{S_{fileira} \times \sigma} \quad (3.15)$$

em que  $\sigma$  representa a condutividade do condutor;  $N_{fileira}$  representa o número de fileiras que possuem as mesmas características da secção  $S_{fileira}$ , que se esta a considerar (GreenPro, 2004).

### 3.2.2 Cabo principal DC

Este cabo tem como função a ligação entre a caixa de junção, onde estão os diversos cabos de fileira, e o inversor. O cálculo da sua secção,  $S_{DC}$ , é obtido através da seguinte equação:

$$S_{DC}(mm^2) = \frac{2 \times L_{DC} \times I_n^2}{(FP \times P_{FV} - P_M) \times \sigma} \quad (3.16)$$

$L_{DC}$  é o comprimento que o cabo irá ter em metros;  $I_n$  é a corrente nominal;  $P_{FV}$  é a potência do sistema fotovoltaico que estamos a considerar;  $P_M$  são as perdas nos cabos de fileira, que foram calculados através da equação (3.15); e  $FP$  representa um factor de perdas na linha. Este tem valores de 1% ou 2% para tenções reduzidas (GreenPro,2004). Tal como no cabo de fileira, o cabo principal DC não pode ter uma queda de tensão máxima admissível na linha superior a 1%. Esta calcula-se novamente com a equação (3.14). As perdas nas linhas são calculadas através da equação (3.17) (GreenPro,2004).

$$P_M(W) = \frac{2 \times L_{DC} \times I_n^2}{S_{DC} \times \sigma} \quad (3.17)$$

### 3.2.3 Cabo AC

O cabo AC tem como função a ligação entre o inversor e o quadro eléctrico, e o seu dimensionamento é feito através da equação (3.18)

$$S_{AC}(mm^2) = \frac{2 \times L_{AC} \times I_{nAC}^2 \times \cos \varphi}{3\% \times U_n \times \sigma} \quad (3.18)$$

Considera-se que na secção mínima do cabo AC perdas máximas de 3%;  $L_{AC}$  corresponde ao comprimento do cabo AC;  $I_{nAC}$  é a corrente nominal do inversor;  $\varphi$  é o ângulo da fase entre a tensão e a corrente;  $U_n$  é a tensão nominal da rede, sendo esta 230 V para sistemas monofásicos e 400 para trifásicos; e  $\sigma$  é a condutividade do condutor (GreenPro,2004).

As perdas na linha são calculadas de forma semelhante às do cabo DC, com a diferença que para o cabo AC tem que se considerar o ângulo entre fases, como mostra a seguinte equação.

$$P_M(W) = \frac{2 \times L_{AC} \times I_{nAC}^2 \times \cos \varphi}{S_{AC} \times \sigma} \quad (3.19)$$

Novamente, a queda de tensão máxima admissível na linha superior a 1%, que é calculada através da equação (3.14), (GreenPro,2004).

### 3.3 Dimensionamento das protecções

Existem diversos dispositivos de protecção que devem de ser dimensionados, para que o sistema fotovoltaico seja seguro contra um mau funcionamento deste mesmo. Um desses dispositivos é o fusível de fileira. Este torna possível o isolamento das fileiras. Se houver uma avaria numa das fileiras, esta pode então ser isolada. Os sistemas que tenham menos de 4 fileiras não necessitam de fusíveis, embora a implementação destes beneficie a instalação (Pereira,2011). Os fusíveis terão que operar nas tensões das fileiras em que estão inseridos, sendo que esta tensão é obtida como mostra a equação 3.20:

$$U_{fileira}(V) = N \times 1.15 \times U_{oc} \quad (3.20)$$

em que  $N$  é o número de módulos em série na fileira e  $U_{oc}$  é a tensão em circuito aberto do módulo. Os fusíveis deverão actuar para os intervalos definidos pela equação 3.21:

$$1.25 \times I_{cc} < I_n < 2 \times I_{cc} \quad (3.21)$$

Em que  $I_{cc}$  representa a corrente de curto-circuito e  $I_n$  a corrente nominal.

Segundo a norma IEC 60364-7-712, é necessário que exista um aparelho de corte da ligação que seja acessível, quer no lado DC quer no lado AC. Do lado DC, irá existir um interruptor, que tem como características o facto de ser bipolar, de maneira a separar o circuito positivo do negativo, ter um bom poder de corte, para permitir a abertura do circuito DC em boas condições de segurança. O seu dimensionamento deve ter em conta a tensão máxima em circuito aberto do gerador, a temperatura de -10 °C, sendo que a tensão do interruptor terá que ser superior a esta. A corrente do aparelho pode ser, então, obtida pela equação 3.22:

$$I_{nDC}(A) > 1.25 \times I_{ccFV} \quad (3.22)$$

em que  $I_{ccFV}$  representa a corrente de curto-circuito do gerador.

No lado AC, o disjuntor pode ser calculado através da função (3.23), caso o sistema for monofásico. Se o sistema for trifásico, o seu cálculo é efectuado através da função (3.24)

$$I_n(A) > \frac{1.25 \times P_{AC\ inv}}{230} \quad (3.23)$$

$$I_n(A) > \frac{1.25 \times P_{AC\ inv}}{230} \quad (3.24)$$

### 3.4 Métodos de optimização da potência instalada

Existem quatro tipos de métodos financeiros estudados que permitem a um projectista determinar qual a potência óptima para o projecto, sendo eles: o Período de retorno de investimento (PRI), a Taxa interna de rentabilidade (TIR), o Valor actual líquido (VAL) e o custo normalizado de energia (LCOE).

#### 3.4.1 Período de recuperação de investimento (PRI)

Este é um método financeiro bastante simples, que consiste em obter o número de anos até que todo o investimento seja recuperado. Neste, têm-se em conta o número de anos em que se está a avaliar o projecto,  $n$ , o valor do investimento que se fez para a realização do projecto,  $I$ , e o *cash flow* que se obteve ao longo do projecto,  $CF$ , dando assim origem à equação (3.25):

$$PRI(anos) = \left( \frac{I}{CF} \right) \times n \quad (3.25)$$

No entanto, a função (3.25) apresenta pouca precisão, uma vez que não tem em conta a evolução do custo do dinheiro (Zunido et al, 2006). Tendo esse factor em conta, pode-se então obter a equação do Período de Investimento Actualizado (*PRIA*):

$$PRIA(anos) = n \times \frac{\sum_{p=0}^n \frac{I}{(1+j)^p}}{\sum_{p=0}^n \frac{R-D}{(1+j)^p}} \quad (3.26)$$

Em que  $j$  é a taxa de actualização da moeda ao longo do ano em questão, taxa essa que vai influenciar as receitas  $R$ , e as despesas,  $D$ , ao longo de cada ano. Deste modo, graças à taxa de actualização, pode-se ter com maior precisão os anos que são necessários até que todo o investimento feito seja pago (Zunido et al, 2006).

### 3.4.2 Valor actual líquido (VAL)

O valor actual líquido, equação 3.27, resulta da diferença do investimento inicial com o somatório do *cash flow* actualizado, durante os anos em que se pretende analisar o projecto.

$$VAL (\text{€}) = -I + \sum_{p=0}^n \frac{R-D}{(1+j)^p} \quad (3.27)$$

Este método financeiro aceita um projecto, se o seu valor for maior que zero, sendo que quanto maior for *VAL* mais receita o projecto irá trazer ao longo dos anos. Caso se obtenha zero, significa que o projecto não terá nenhum retorno. Por outro lado, se obtivermos um valor negativo, o projecto trará prejuízo para o investidor (Zunido et al, 2006).

### 3.4.3 Taxa interna de rentabilidade (TIR)

A taxa interna de rentabilidade, equação 3.28, funciona como se tratasse de uma taxa de actualização, que tem como função anular o *VAL* para um determinado período  $p$ . Um investimento irá ser rentável se o valor de TIR for superior à taxa de actualização que foi usada no cálculo do *VAL*, sendo que TIR igual indica que é indiferente aceitar ou não o projecto. Caso TIR seja inferior, então não se deve investir no projecto, pois ele irá trazer prejuízo (Castro, 2008)

$$0 = -I + \sum_{p=0}^n \frac{R-D}{(1+TIR)^p} \quad (3.28)$$

### 3.4.4 Custo normalizado de energia (LCOE)

O custo normalizado de energia é uma ferramenta financeira que permite calcular os custos económicos de uma determinada tecnologia, durante o tempo de vida desta, ou seja, corresponde ao custo que um investidor, tendo a certeza dos custos de produção e a estabilidade dos preços da energia. O *LCOE* é o que mais se aproxima do custo real do investimento na produção de energia, num monopólio de energia regulado, em que os preços são monitorizados (IEA & NEA, 2010). O cálculo do *LCOE* pode ser obtido através de:

$$LCOE \left( \frac{\text{€}}{kWh} \right) = \frac{I + \sum_{t=1}^T \frac{O\&M}{(1+j)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E}{(1+j)^t}} \quad (3.29)$$

em que  $T$  corresponde ao tempo de vida do sistema. Por norma, os fabricantes de módulos garantem 80% da potência inicial ao fim de 25 anos;  $O\&M$  corresponde aos custos de operação e manutenção do sistema;  $E$  corresponde à produção da energia do sistema para o ano  $t$ .





## 4. Implementação da ferramenta informática

Neste capítulo, irão ser descritas as funções que fazem parte desta ferramenta informática, acompanhadas de fluxogramas,

### 4.1. Desenvolvimento da ferramenta informática

A ferramenta informática foi desenvolvida em Matlab, pois trata-se de um programa que apresenta inúmeras funcionalidades e modelos matemáticos. Apesar das muitas funcionalidades, o Matlab apresenta algumas limitações, pois não consegue integrar sistemas exteriores, sendo um deles o PVGIS, tornando-se necessário realizar algum trabalho externo, quando se está a criar um novo projecto.

### 4.2. Tarefas a realizar antes de usar a ferramenta informática

Como foi referido anteriormente, com as limitações do Matlab, é necessário efectuar algumas tarefas antes de se realizar um projecto na ferramenta; a primeira é ir à ferramenta online PVGIS<sup>1</sup>. O PVGIS é uma ferramenta que permite a qualquer utilizador retirar informações referentes a irradiância diárias ou mensais de qualquer ponto na Europa. O local pode ser escolhido através de um mapa interactivo, ou então através de coordenadas geográficas. O utilizador terá também que colocar a inclinação que os módulos irão ter, bem como a orientação dos mesmos. Para se poder ter uma boa precisão da irradiância que atinge a moradia a estudar, escolhe-se as informações diárias, pois estas apresentam a informação de 15 em 15 minutos, podendo-se assim fazer uma previsão mais precisa, relativamente ao que o sistema irá produzir. Cada ficheiro retirado do PVGIS apresenta diversos tipos de irradiância, sendo que a usada é a irradiância global num ponto fixo  $\left(\frac{W}{m^2}\right)$ ; essa é passada para um ficheiro excel, para que possa ser lido pela ferramenta informática. Serão retirados ao todo 12 ficheiros do PVGIS, 1 por cada mês do ano, sendo que as irradiâncias devem ser colocadas por ordem cronológica.

Outra tarefa a realizar fora da ferramenta informática tem a ver com o consumo energético que o potencial cliente atinge. O ideal seria ter um analisador de energia na casa do cliente durante o ano inteiro, de forma a ter o seu consumo exacto. No entanto, tal não é possível, pois trata-se de um equipamento dispendioso. Usualmente, o analisador fica na residência durante um curto período temporal, e devolve os dados recolhidos em ficheiro excel. Decidiu-se criar um dia - modelo com os dados que foram recolhidos, fazendo a média dos consumos a cada 15 minutos, ficando esse dia a representar o mês em que os dados foram

---

<sup>1</sup> <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>

recolhidos. Para os restantes meses, são usadas as facturas de electricidade do cliente, sendo que a totalidade de energia consumida é dividida pelo número de dias do respectivo mês, ficando-se assim com uma ideia de quanto é consumido por cada mês. Para se obter o consumo de 15 em 15 minutos, nos meses em que apenas se tem as facturas, basta multiplicar o dia- modelo pela relação entre o consumo total do mês com factura correspondente ao mês - modelo. Após os cálculos feitos, colocam-se os meses por ordem cronológica, um mês por coluna, num ficheiro excel.

### 4.3. Explicação das principais funções

Uma das funções é a que trata do cálculo da potência DC proveniente dos módulos fotovoltaicos. Após uma leitura prévia do ficheiro que contem a irradiância, a função realiza vários ciclos para o cálculo das equações 3.1 e 3.2. Os ciclos iniciam-se sempre em Janeiro e as 00 horas, como mostra a figura 4.1.

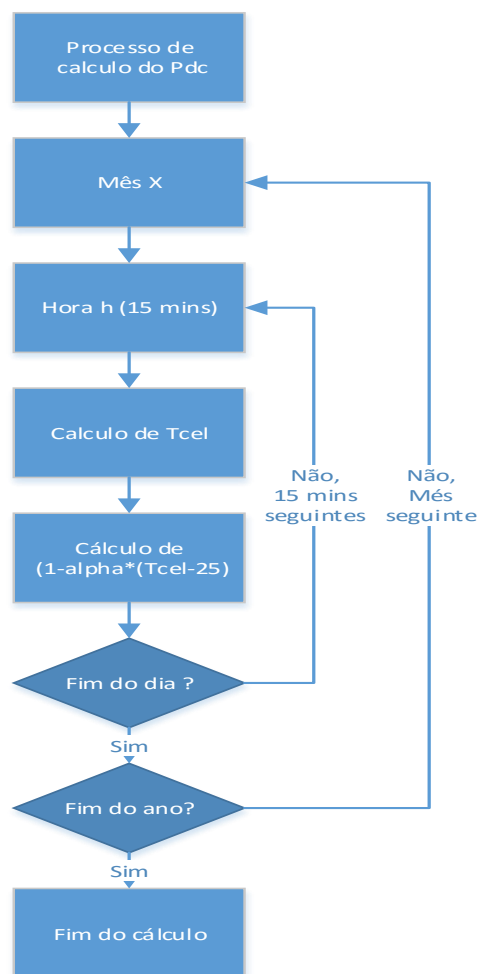


Figura 4.1: Fluxograma com o cálculo da potência DC

Após o cálculo das potências DC dos módulos, tem que se escolher um inversor apropriado para a potência que se vai instalar. A escolha dos inversores é obtida através de um simples ciclo que percorre todos os inversores, como mostra a figura 4.2, até encontrar um que satisfaça a equação 3.7. Caso não exista um inversor para a potência que está a ser analisada, surge uma mensagem a indicar o mesmo. Ao ser escolhido o inversor, posteriormente, é calculado o número máximo e mínimo que esse inversor pode suportar por cada string.

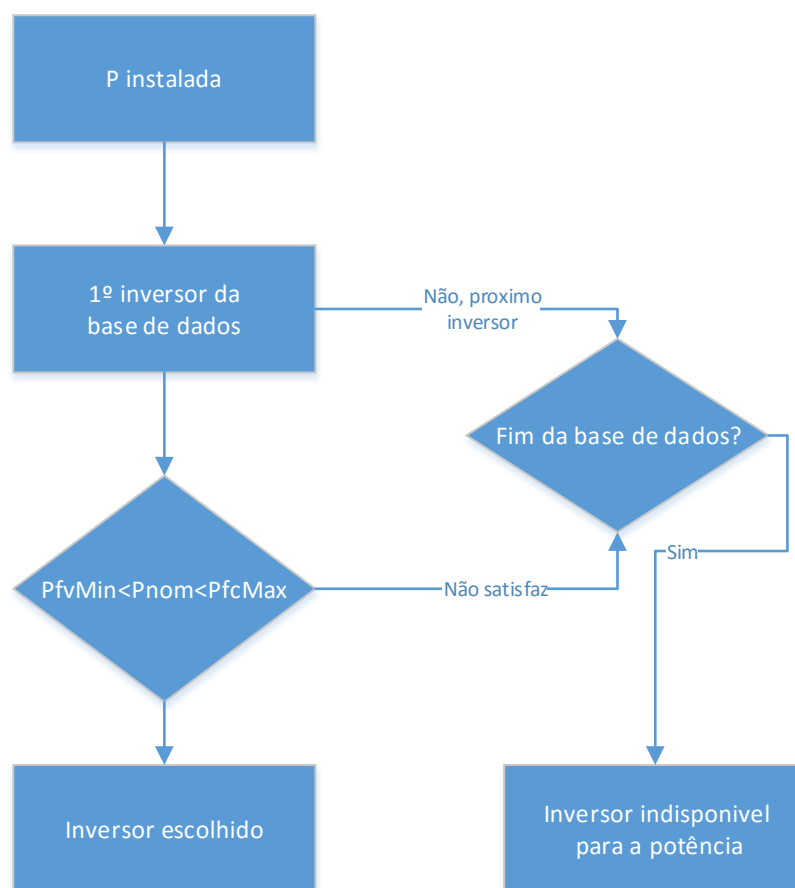


Figura 4.2: Fluxograma com a escolha do inversor a usar

Uma vez que se sabe o inversor a usar para uma determinada potência, a ferramenta informática vai então calcular a potência AC para cada um dos meses, como ilustra a figura 4.3. Foi feito desta forma, para que se tivesse os valores em variáveis separadas, de acordo com os seus meses. Esta função repete-se uma vez por cada mês. Com o cálculo desta nova potência considera-se que os módulos se vão degradando ao longo dos anos, sendo que no primeiro ano não se considera a degradação. O ciclo da função é realizado de acordo com o número de vezes que o utilizador pretende, sendo que cada ciclo corresponde a 1 ano; estão predefinidos 15 anos de análise. Os cálculos são feitos através das funções 3.4 e 3.6.

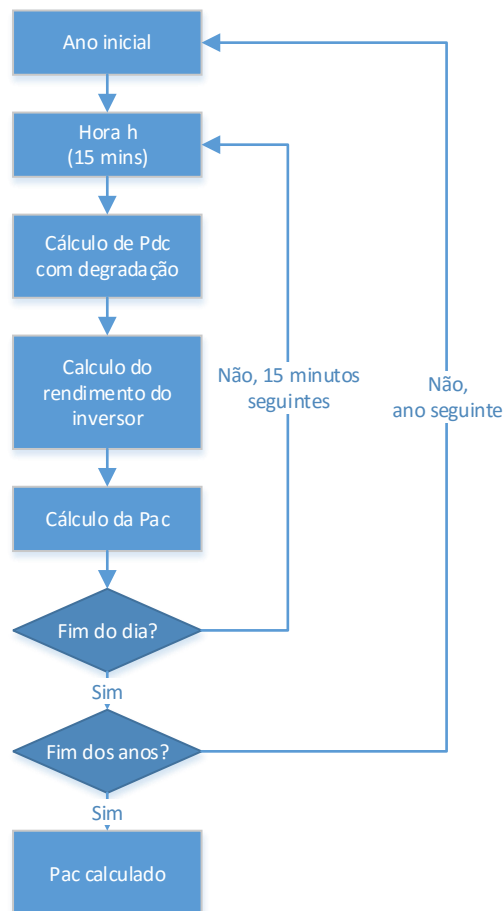


Figura 4.3: Fluxograma com o cálculo da potência AC ao longo dos anos

Ao calcular-se as secções dos cabos, conforme indicado no capítulo 3, consegue-se obter as perdas que resultam destes. Assim, em vez de se atribuir uma percentagem às perdas, como fazem outras ferramentas informáticas, pode-se calcular efectivamente o valor destas, obtendo-se o resultado em kWh e, assim, alcançar uma melhor previsão de toda a energia que a instalação fotovoltaica virá a produzir. A função que permite tal facto, calcula a nova potência AC (kWh), que está ilustrada na figura 4.4. Para todos os meses, ao longo dos anos que o utilizador definiu, no fluxograma surge apenas uma variável, que representa todos os meses do ano, uma vez que se tornaria um fluxograma bastante grande ao colocar-se todos os meses separadamente.

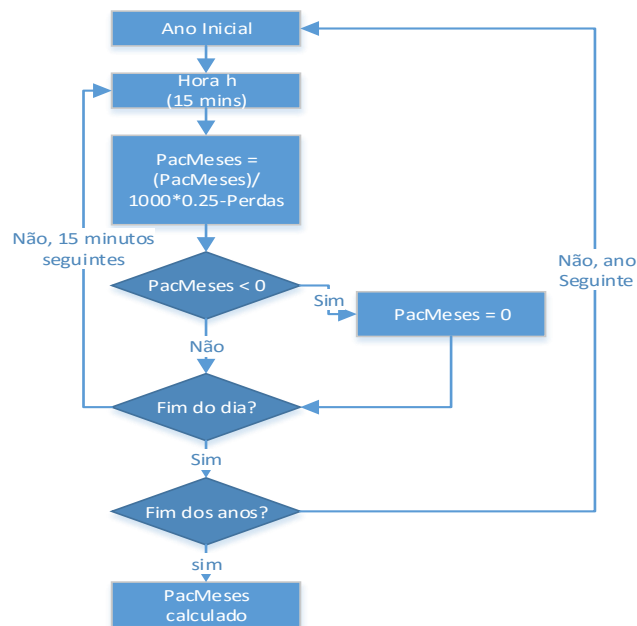


Figura 4.4: Fluxograma com o cálculo da potência AC ao longo dos anos

Com a produção devidamente calculada para todos os meses e respectivos anos, pode-se agora refinar um pouco o consumo que o cliente faz na sua residência. Considera-se que todos os anos existe um aumento do preço da electricidade, bem como um aumento do consumo em si. Ambos os aumentos são definidos pelo utilizador da ferramenta, quando se inicia a análise de um projecto. O ficheiro que contém os consumos é lido e os meses são separados por variáveis, ficando um mês por variável, podendo-se, de seguida, calcular-se o consumo ao longo dos anos, com os respectivos aumentos definidos. No entanto, esses aumentos apenas são considerados a partir do segundo ano. Novamente, no fluxograma (figura 4.5), surge apenas uma variável genérica, que representa as variáveis dos diversos meses.

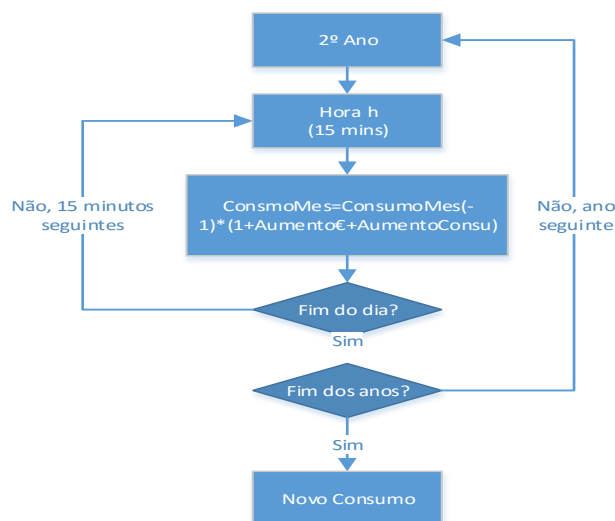


Figura 4.5: Fluxograma com o cálculo do consumo com aumentos anuais

Concluídos todos os cálculos relativos à produção e consumo, é agora altura de verificar quanto dessa produção e consumo em kWh equivalem em termos monetários (figura 4.6). No início da execução da ferramenta, é pedido ao utilizador que introduza o tipo de tarifa e a potência contratada que tem na sua residência, pois estas irão definir os valores de cada kWh, consoante o período horário em que se encontra.

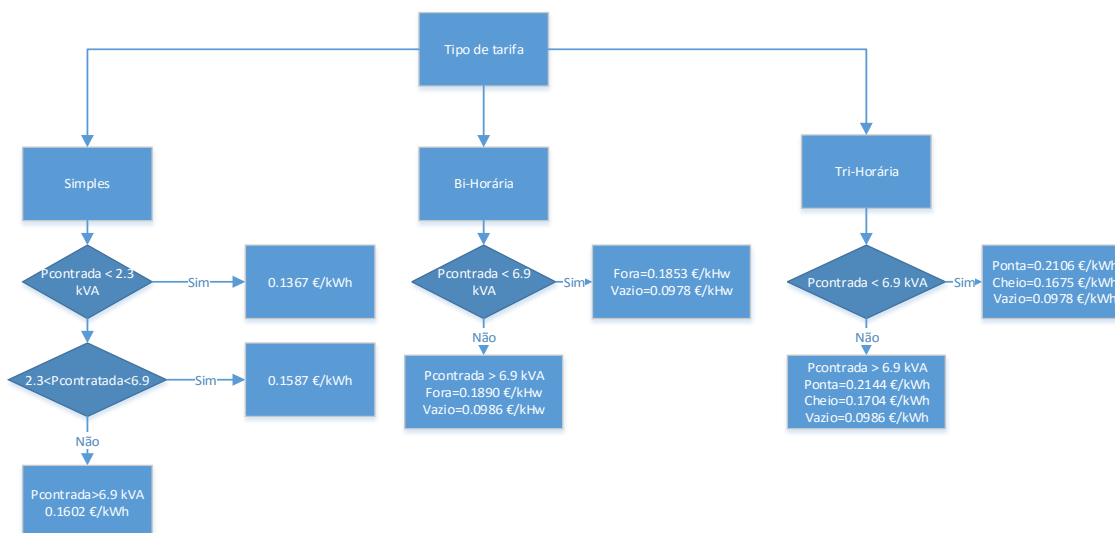


Figura 4.6: Fluxograma que define a tarifa do utilizador

Visto que se escolheu criar um dia “modelo” para os meses, o ciclo horário a usar em relação às tarifas, é o ciclo de 70 horas (figura 4.7), tanto nos meses de Verão como nos de Inverno, uma vez que este não faz a distinção dos dias da semana. As diferentes variáveis referentes aos meses de Inverno são juntas em duas variáveis, uma para consumo e outra para produção; o mesmo acontece para os meses de Verão. O fluxograma observado na figura 4.8, calcula o preço da energia em kWh por cada 15 minutos de consumo, consoante a tarifa que é escolhida. Os períodos horários em que esta é calculada diferem, consoante seja Inverno ou Verão. As iterações começam no primeiro ano do primeiro mês de Inverno, e terminam no último ano do último mês de Inverno. O mesmo acontece para os meses de Verão. A tarifa 1 refere-se à tarifa simples, tarifa 2 à tarifa bi-horária e tarifa 3 à tri-horária.

	horário de Inverno	horário de Verão
	ciclo diário 70 Horas	
<b>ponta</b>	das 09:00 às 10:30	das 10:30 às 13:00
	das 18:00 às 20:30	das 19:30 às 21:00
<b>cheias</b>	das 08:00 às 09:00	das 08:00 às 10:30
	das 10:30 às 18:00	das 13:00 às 19:30
<b>vazio normal</b>	das 20:30 às 22:00	das 21:00 às 22:00
	das 06:00 às 08:00	das 06:00 às 08:00
<b>supervazio</b>	das 22:00 às 02:00	das 22:00 às 02:00
	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00

Figura 4.7: Períodos horários do ciclo diário de 70 horas  
(Adaptado de: <https://www.edpsu.pt/pt/negocios/tarifasehorarios/horarios/Pages/HorariosBTN.aspx>)

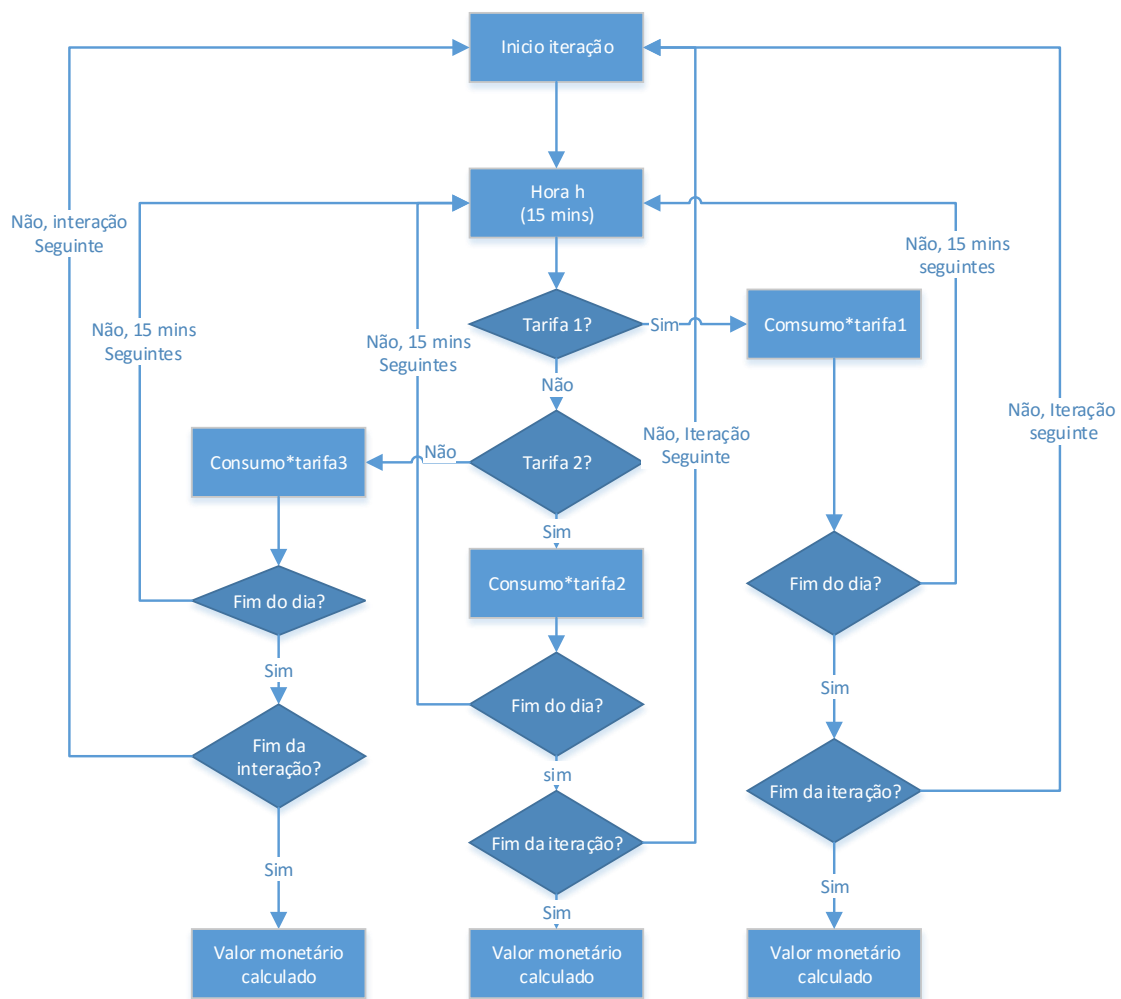


Figura 4.8: Fluxograma com o valor monetário do consumo

Para se proceder ao cálculo da quantidade de energia que é injectada na rede, foi necessário criar uma base de dados, na qual estão os preços médios diários de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia para Portugal. No entanto, como não é possível saber o valor nos meses futuros, a base de dados contem os do mês de Setembro do ano passado até o mês de Agosto do ano presente. Como apenas é possível injectar energia na rede, quando a produção é superior ao consumo, então é necessário subtrair uma pela outra e a diferença fica guardada numa variável. É calculado também o valor monetário dessa diferença, para se ficar a saber quanto se pagaria tendo uma instalação fotovoltaica, como está representado pela figura 4.9. Novamente, são efectuados os cálculos para os meses de Verão e Inverno separadamente, e as iterações são iguais às do fluxograma anterior. No final das iterações, a energia que foi injectada é somada, para ambas as estações, de maneira a que o valor corresponda ao total injectado, em kWh, durante um dia de um determinado mês.

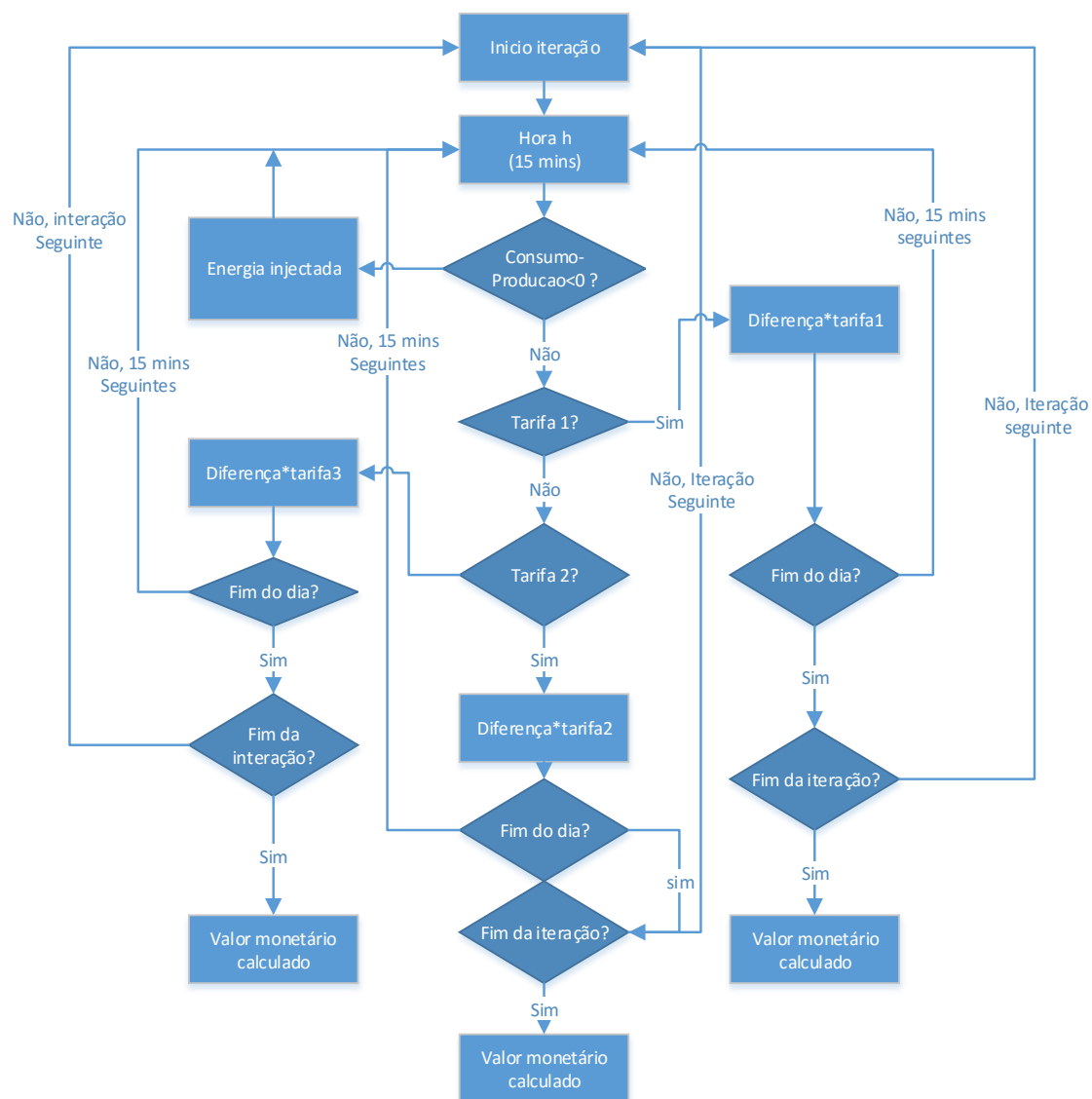


Figura 4.9: Fluxograma com o cálculo da energia injectada

Após a obtenção dos valores da potência injectada na rede, para se obter o seu valor monetário correspondente, usa-se a base de dados com os valores monetários referentes a cada mês do ano. Ao calcular-se este montante, vai-se também multiplicar o valor obtido pelo número de dias do mês correspondente, obtendo-se assim uma previsão total do mês. Para a produção e para o consumo, multiplica-se o número de dias correspondente para o mês em questão.

Com todos os dados já definidos, podem-se calcular as poupanças, que são obtidas através da seguinte equação:



$$Poupança (€) = Consumo - (Produção + Remuneração) \quad (4.1)$$

em que a remuneração é referente ao valor da potência que foi injectada para a rede. No investimento inicial, estão incluídos todos os materiais usados, módulos, inversores, cabos, mão-de-obra e montagem. Foi definido que o tamanho do cabo de fileiras seria dado pela equação 4.2:

$$Tamanho (m) = 2 \times LarguraPainel \times Npaineis \times 1.5 \quad (4.2)$$

Desta forma, não se corre o risco de haver falta de cabo aquando da montagem do sistema. Da mesma forma, o cabo AC é obtido através da equação seguinte:

$$TamanhoAc (m) = 15 \times Npisos \times 2 \quad (4.3)$$

Previne-se, assim, a falta de cabo, quando este tem que atravessar diversos pisos até chegar ao quadro eléctrico.

Considerou-se também a possibilidade de ser necessário fazer roços nas paredes para a passagem de cabo pelo interior da residência, sendo cobrado um valor de 100€ por cada piso. Relativamente ao custo de mão-de-obra, esta inclui instalação, suportes e transporte. Este é definido consoante o valor da potência a instalar. Até 1kW, é considerado um valor fixo de 700€, de 1kW até 50kW, e o custo é calculado pela equação 4.4:

$$CustoInstalacao (€) = 0.7 \times Pinstal + 700 \quad (4.4)$$

em que  $Pinstal$  corresponde a potência instalada; caso a potência fosse superior a 50 kW, seria dado pela equação 4.5:

$$CustoInstalacao (€) = 0.4 \times Pinstal \quad (4.5)$$

Finalmente, a função principal (figura 4.10), onde estão todas as funções anteriores, efectua vários ciclos. Efectua também todos os cálculos para uma potência crescente, para todos os módulos que estão introduzidos na base de dados, potência essa que tem um valor mínimo de 1200 W e 4400 W para monofásico e trifásico, respectivamente definidos pelos inversores presentes na base de dados. A potência tem incrementos iguais à potência dos módulos, que se está a analisar. As iterações de cada ciclo são terminadas quando é alcançada a potência máxima

que o inversor pode suportar, para um determinado número de módulos ou então, a área ocupada pelos módulos é superior a que foi definida inicialmente. A função principal guarda os dados referentes às potências a analisar, os diferentes factores económicos, números de módulos, propriedades dos cabos e o investimento de todas as iterações que foram efectuadas.

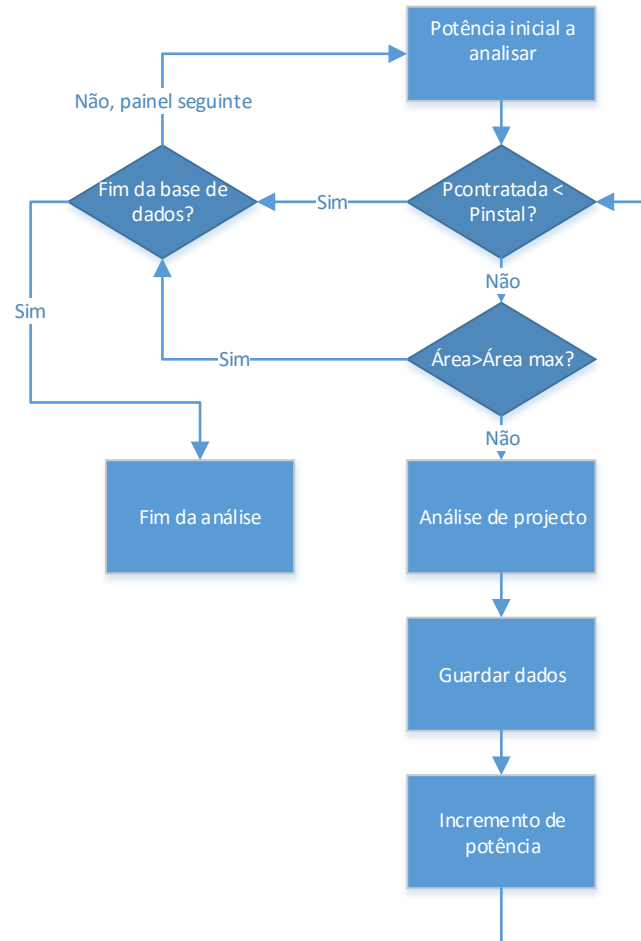


Figura 4.10: Fluxograma com o funcionamento da função principal

#### 4.4. *Layout da ferramenta*

A ferramenta informática apresenta um *layout* bastante simples e intuitivo. Ao executar a ferramenta, surge então o menu inicial (figura 4.11), em que se pode escolher a criação imediata de um projecto, onde estão alguns parâmetros predefinidos, ou permite então alterar esses mesmo parâmetros.

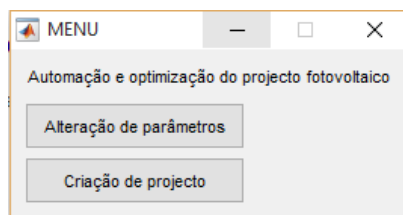


Figura 4.11: Menu inicial

Ao escolher-se para alterar os parâmetros, surge a janela da figura 4.12. O valor referente ao preço das cablagens refere-se ao preço mais alto, o cabo com maior secção, que se pode ter para que seja calculado o pior caso. O tamanho do cabo DC está associado ao cabo principal, uma vez que o projectista terá uma ideia de quantos metros serão necessários para ligar os cabos de fileira ao inversor. As actualizações de consumo e preço, podem-se alterar, conforme foi dito aquando da explicação do fluxograma 4.5. A taxa de actualização refere-se à taxa que é usada no cálculo dos valores de VAL, PRI e TIR. Finalmente, a sujidade é referente aos módulos e percentagem a menos que estes produzem.

Figura 4.12: Janela onde se alteram os parâmetros

Ao escolher-se a opção para iniciar o projecto, é necessário introduzir alguns parâmetros, (figura 4.13), tais como a potência que o cliente tem na sua habitação, e a área que está disposto a usar para instalar o sistema. Estes servem de limitadores, quando se executa o programa, uma vez que, segundo o Decreto-Lei nº135, a potência máxima do sistema está limitado à potência que tem contratada. É necessária a introdução de parâmetros, tais como: o tipo de tarifa, para poder efectuar correctamente os cálculos das poupanças; o tipo de sistema que vai ser usado para definir o tipo de inversores a usar; e o número de pisos para se poder saber o comprimento de cabo AC necessário.

Figura 4.13: Janela onde se configura o projecto

Estando completa a análise, surge um novo menu (figura 4.14). Neste, o utilizador pode seleccionar o projecto que pretende visualizar, consoante o factor económico que quiser. Pode também escolher observar os gráficos de produção/consumo do primeiro ano do projecto, para cada um dos factores económicos.

Figura 4.14: Janela onde se encontram as análises

A figura 4.15 apresenta a informação relativa a um projecto, no qual o factor económico escolhido foi o VAL. Nela, podemos encontrar diversos dados relativos ao projecto, tais como: o custo inicial do investimento, o custo de alguns componentes com o preço por unidade e preço total, o custo de instalação do sistema, e o lucro ao fim de um determinado número de anos, que foi definido pelo utilizador. O número de anos até o investimento estar pago, surge tanto em PRI normal como em PRI actualizado. São apresentados, também, mais dados técnicos relativos aos cabos e aos módulos, bem como a área que estes ocupam e a potência óptima para a configuração em questão.

Projecto com o maior VAL			
	Número	Preço individual (€)	Preço total (€)
LG MONO X 300	18	275	4950
Inversor SMA tripower 5000 TL	1	1.4787e+03	1.4787e+03
Cabo DC	59	0.4000	23.6000
Cabo AC	30	0.6000	18
Instalação	1	1	4480
Custo de obra civil	1	100	100
Investimento inicial	1	1	1.1050e+04
Lucro final	1	1	3.8569e+03
	0	0	0
Número de anos até o investimento estar pago (PRI)	1	1	10.7000
Número de anos até o investimento estar pago (PRIA)	0	0	7.9000
Valor de TIR máximo (%)	0	0	11.0300
Secção cabo de fileira (mm <sup>2</sup> )	0	0	10
Secção cabo DC principal (mm <sup>2</sup> )	0	0	1.5000
Secção cabo AC (mm <sup>2</sup> )	0	0	1.5000
Potência Optima	0	0	5400
Área Ocupada	0	0	29.5200
Número máximo de painéis por string	0	0	22
Número mínimo de painéis por string	0	0	9

Figura 4.15: Janela com informação relativa a um projecto

Como foi referido anteriormente, o utilizador pode observar os gráficos para o factor económico que seleccionou. Na figura 4.16, é apresentado um exemplo de um gráfico referente ao mês de Março, para o projecto - exemplo mostrado na figura anterior, onde se pode verificar que a produção é representada por uma linha azul, enquanto o consumo está representada a vermelho.

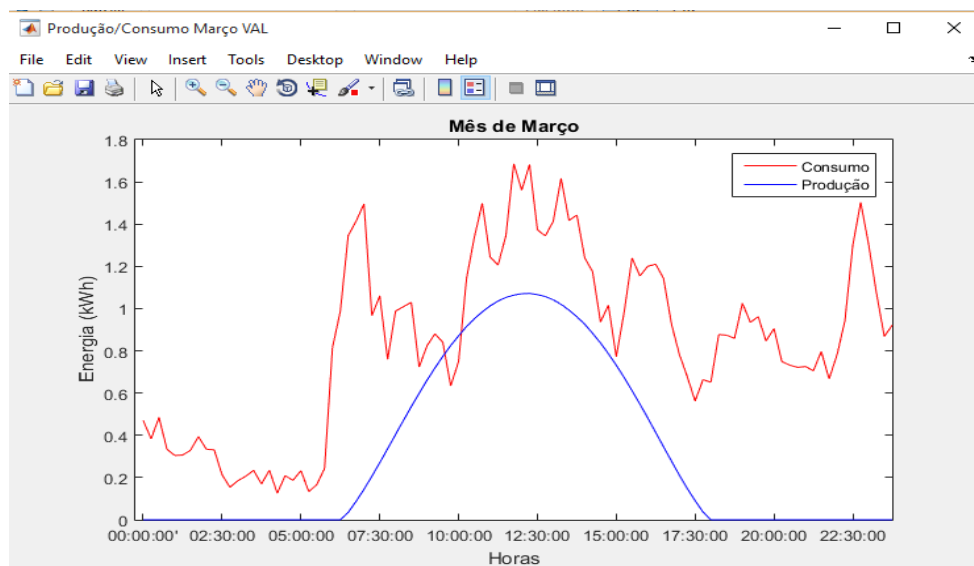


Figura 4.16: Janela com informação relativa a um projecto

As outras opções referentes ao menu na figura 4.14, apresentam janelas iguais às duas anteriores, no entanto, a informação contida nelas varia consoante a opção escolhida. Foi referido no capítulo 3 o factor económico LCOE, no entanto, esse factor económico não dá grande informação para o cliente comum, uma vez que este factor económico devolve o valor

que se iria pagar pela energia comprada, era como se existisse uma redução na tarifa. É mais atractivo saber o valor total que se fica a ganhar ao fim de um determinado número de anos com uma instalação, do que o valor que irá pagar por cada kWh.

## 5. Simulação e resultados

Para testar a ferramenta informática, irá realizar-se um projecto para uma habitação com dados reais, através de facturas da electricidade e de dados recolhidos por um analisador de energia.

A habitação em questão é uma habitação de luxo, situada na vila de Pinhal Novo, e apresenta um consumo energético muito elevado, razão pela qual a instalação de um sistema fotovoltaico pode vir a ser vantajoso economicamente. A habitação tem uma potência contratada de 20.7 kVA, sendo este o máximo que se pode contratar em baixa tensão normal (EDP,2015). Por outro lado, tem a tarifa simples, dois pisos com telhado plano e cerca de 45 m<sup>2</sup> de área disponível para a instalação do sistema.

O analisador de energia recolheu os dados durante 7 dias, ao longo do mês de Setembro. Durante esse espaço temporal, foi feita a média desses dias em períodos de 15 em 15 minutos, que pode ser consultado no anexo 4. Somando a média de todos os períodos de 15 minutos, e convertendo-os para kWh, temos então um consumo de 59.98 kWh, para um dia modelo no mês de Setembro. Multiplicando esse valor pelos 30 dias correspondente ao mês, ficamos com uma energia de 1799kWh mensais.

Com o recurso às facturas da habitação, conseguiu-se calcular a potência mensal para os outros meses, como mostra a tabela 5.1:

Mês	Consumo (kWh)	Variação (%)
Janeiro	2924	63%
Fevereiro	2309	28%
Março	2448	36%
Abril	2328	29%
Maio	2077	15%
Junho	1729	-4%
Julho	1973	10%
Agosto	3111	73%
Setembro	1799	0%
Outubro	2168	21%
Novembro	2915	62%
Dezembro	2760	53%

Tabela 5.1: Consumos mensais e a sua variação

Para se obter os consumos nos períodos de 15 minutos dos outros meses, multiplica-se a potência de cada período horário do mês de Setembro pelas variações obtidas acima, obtendo-se assim as potências dos restantes meses. Com os dados calculados, coloca-se, então, a informação num ficheiro excel, para que este possa ser lido pela ferramenta informática.

Assim, na ferramenta online PVGIS, colocou-se as coordenadas da habitação, o azimute, sendo este de 0°, e a inclinação dos futuros módulos, que é de 35°.

Após retirados os 12 ficheiros, estes foram tratados e colocados num ficheiro excel, para serem também lidos pela ferramenta informática criada. Tornou-se, assim, possível proceder à execução da ferramenta, para se verificar qual o melhor projecto para a habitação em questão.

## 5.1. Projecto com dados originais

A execução da referida ferramenta implicou alterar alguns dos parâmetros, para estes estarem de acordo com a habitação em questão, nomeadamente os valor do preço da cablagem DC e AC para 4 e 5 €/m, e a distância do cabo principal DC para 3 metros, visto que o telhado é plano, logo, existe facilidade na colocação do inversor. Na introdução dos dados do cliente, a área máxima foi limitada a 40 m<sup>2</sup>, para dar algum margem de manobra entre as fileiras.

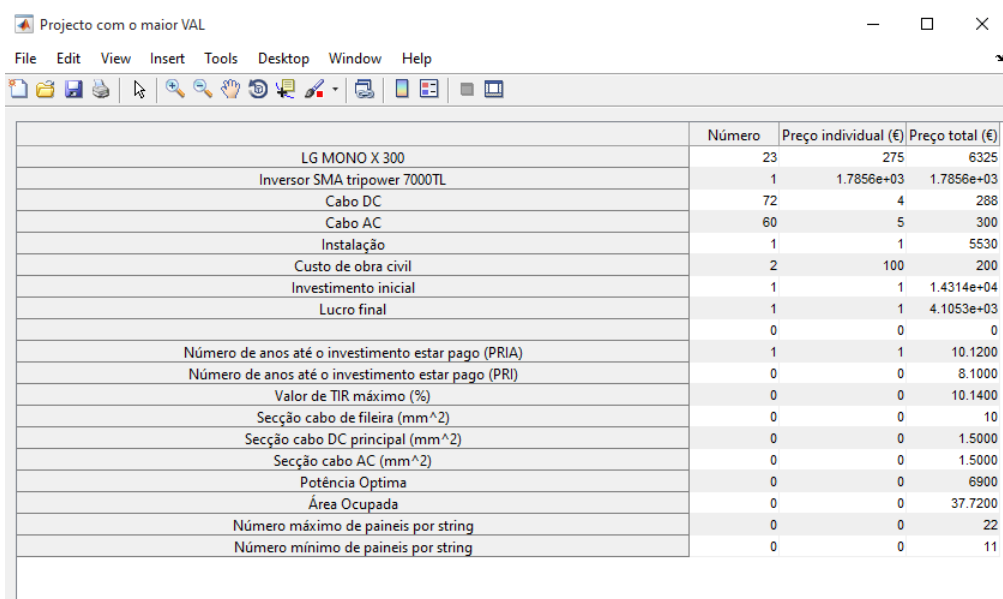
No processo para se obter os factores económicos, foi definido que 1% do valor do investimento inicial iria servir como custo para a manutenção e operação. Por sua vez, este valor foi adicionado todos os anos, como ilustra a figura 5.1.

Automação e optimização do pr...	Dados do Cliente
Preço da cablagem DC(€/m) 4	Introduza a Potência contratada (W) 20700
Preço da cablagem AC(€/m) 5	Introduza o tipo de tarifa usa (1-Simple; 2-Bi; 3-Tri) 1
Tamanho do cabo DC (inversor) 3	Introduza a Área máxima a ser utilizada (m <sup>2</sup> ) 40
Duração da análise (anos) 15	Introduza o tipo de sistema(1-Trifásico, 2-Monofasico) 1
Actualização de preço (%/100) 0.025	Número de pisos da habitação 2
Aumento do consumo (%/100) 0.015	
Taxa de actualização dos factores de viabilidade económica (%/100) 0.06	
Sujidade (%/100) 0.06	
OK Cancel	OK Cancel

Figura 5.1: Dados e parâmetro para o projecto

Após concluída a análise e seleccionado o projecto com melhor VAL, figura 5.2, obtém-se como resultado um sistema fotovoltaico composto por 23 módulos de 300 W cada, dando um total de 6900 W de potência do sistema. O investimento inicial de 14314€ fica pago ao fim de 11 anos e apresenta um retorno financeiro de 4105€ ao fim de 15 anos. Todo o investimento apresenta um TIR de 10.14%.

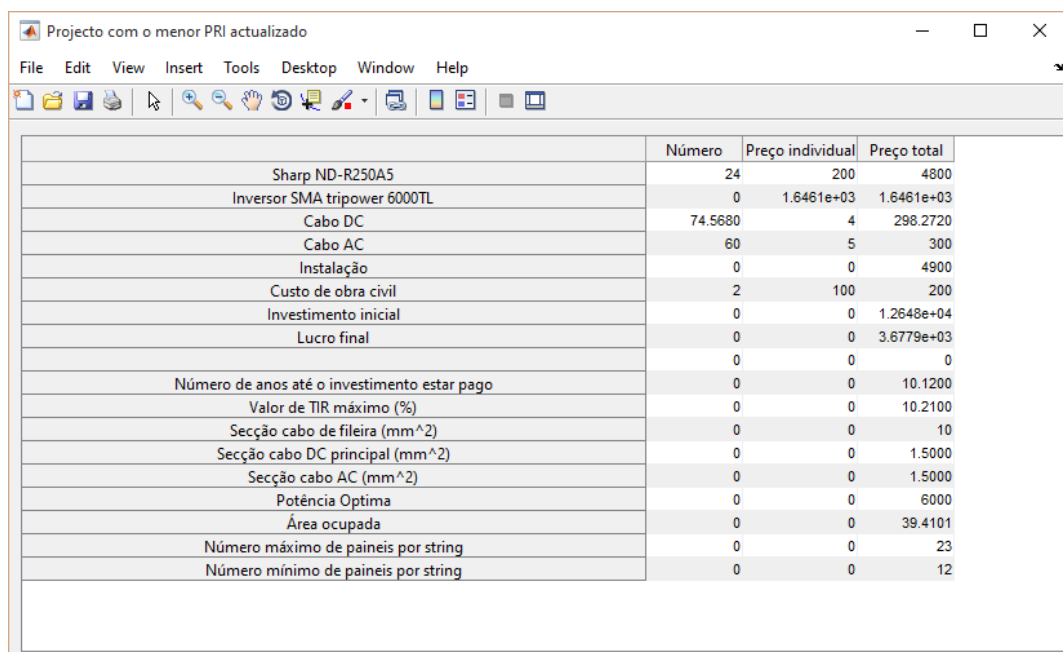




	Número	Preço individual (€)	Preço total (€)
LG MONO X 300	23	275	6325
Inversor SMA tripower 7000TL	1	1.7856e+03	1.7856e+03
Cabo DC	72	4	288
Cabo AC	60	5	300
Instalação	1	1	5530
Custo de obra civil	2	100	200
Investimento inicial	1	1	1.4314e+04
Lucro final	1	1	4.1053e+03
	0	0	0
Número de anos até o investimento estar pago (PRIA)	1	1	10.1200
Número de anos até o investimento estar pago (PRI)	0	0	8.1000
Valor de TIR máximo (%)	0	0	10.1400
Secção cabo de fileira (mm^2)	0	0	10
Secção cabo DC principal (mm^2)	0	0	1.5000
Secção cabo AC (mm^2)	0	0	1.5000
Potência Optima	0	0	6900
Área Ocupada	0	0	37.7200
Número máximo de paineis por string	0	0	22
Número mínimo de paineis por string	0	0	11

Figura 5.2: Projecto com o melhor VAL

No caso do projecto escolhido ser o que apresentava um menor PRI actualizado, figura 4.3, então o sistema será composto por 24 módulos de 250W cada, perfazendo uma potência de 6000 W, o que implica um investimento inicial de 12648€, ficando pago ao fim de 11 anos, com um lucro de 3677€, e apresentando o sistema um TIR de 10,21%.



	Número	Preço individual	Preço total
Sharp ND-R250A5	24	200	4800
Inversor SMA tripower 6000TL	0	1.6461e+03	1.6461e+03
Cabo DC	74.5680	4	298.2720
Cabo AC	60	5	300
Instalação	0	0	4900
Custo de obra civil	2	100	200
Investimento inicial	0	0	1.2648e+04
Lucro final	0	0	3.6779e+03
	0	0	0
Número de anos até o investimento estar pago	0	0	10.1200
Valor de TIR máximo (%)	0	0	10.2100
Secção cabo de fileira (mm^2)	0	0	10
Secção cabo DC principal (mm^2)	0	0	1.5000
Secção cabo AC (mm^2)	0	0	1.5000
Potência Optima	0	0	6000
Área ocupada	0	0	39.4101
Número máximo de paineis por string	0	0	23
Número mínimo de paineis por string	0	0	12

Figura 5.3: Projecto com o melhor PRI actualizado

Para esta configuração, o projecto com o melhor TIR vai ser igual ao projecto com o PRI actualizado mais pequeno. Como se pode verificar, a diferença do lucro que se obtém entre o projecto com melhor VAL e com menor PRI actualizado, não apresenta grandes diferenças. De facto, no que diz respeito ao investimento inicial, o projecto com o melhor VAL apresenta

um valor consideravelmente superior, uma vez que requer mais potência, resultando num TIR menor. Outro dado a ter em conta, é o facto da potência injectada pelo primeiro sistema ser mais do dobro do que a do segundo sistema. Para se obter o valor de cada kWh injectado na rede, retirou-se do OMIE os dados relativos ao preço da energia durante um ano, sendo depois feito uma média aritmética destes.

Conclui-se, assim, que o facto de se injectar mais potência na rede não traz um retorno financeiro muito considerável, tal com mostra a figura seguinte.

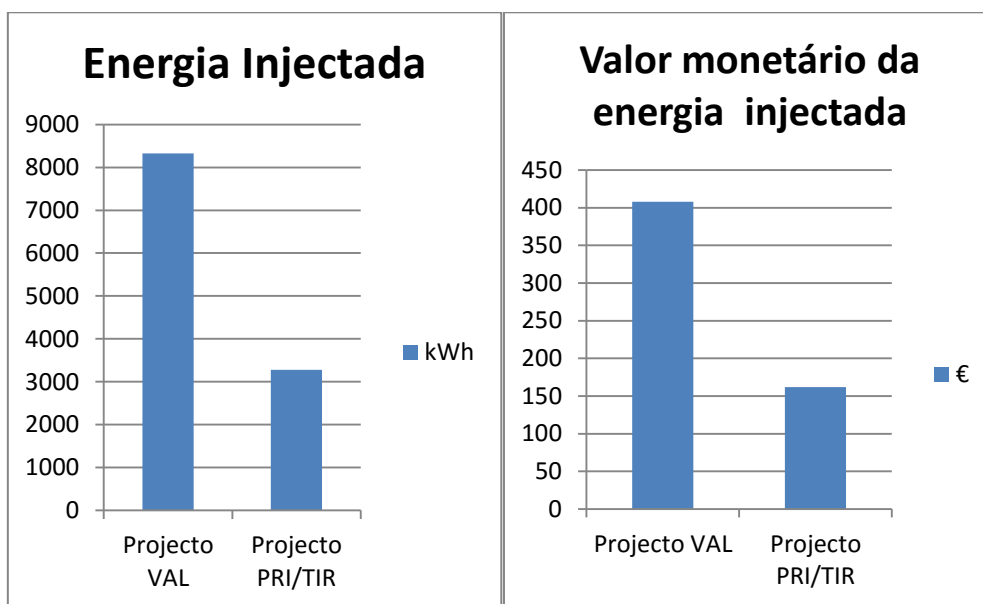


Figura 5.4: Energia que foi injectada na rede no período de 15 anos a um preço de 0.05€/kWh

Pode-se verificar, na figura 5.5, tendo como exemplo o mês de Maio, em que o primeiro sistema injecta consideravelmente mais potência na rede.

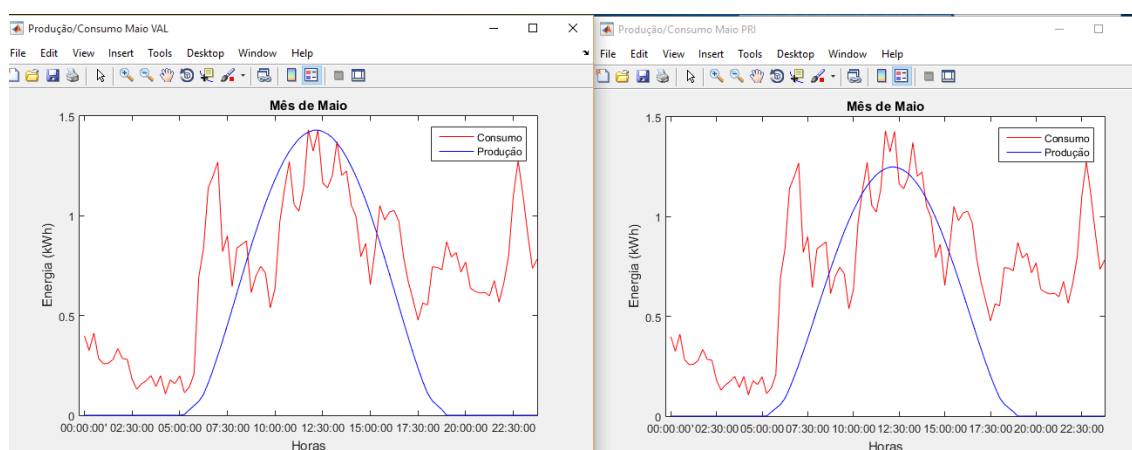


Figura 5.5: Comparação de Consumos/Produção de diferentes factores económicos

No entanto, estas previsões são muito optimistas, uma vez que se está a considerar que o proprietário do sistema irá fazer uma manutenção adequada, e que nenhum dos componentes do

sistema tem uma avaria por má manutenção. Para prevenir essas situações, considerámos os custos de operação e manutenção de 3% do investimento inicial. Ao aplicar esse valor, apenas surge um projecto viável e, mesmo assim, esse não é muito atractivo financeiramente (tabela 5.2), pois apresenta um retorno financeiro reduzido, considerando o investimento inicial e os riscos que podem ocorrer.

Potência instalada	6900 W
Investimento Inicial	14314 €
Investimento pago ao fim de:	12 Anos e 9 meses
Retorno ao fim de 15 anos	1591 €
TIR	7.69%

Tabela 5.2: Projecto com custos de manutenção de 3%

## 5.2. Projecto com alterações de dados

Considerando que se trata de uma habitação com um consumo de energia extremamente elevado, tanto em períodos diurnos como nocturnos, uma alteração possível para tornar o sistema mais rentável seria uma mudança na tarifa. Para esse efeito, alterou-se o valor nos dados do cliente, definindo-se assim o novo tipo de tarifa (tabela 5.3).

	Bi-horário Melhor Val	Tri-horário Melhor Val	Bi-horário Melhor PRI	Tri-horário Melhor PRI
Potência	6900 W	6900 W	6000 W	6000 W
Investimento Inicial	14314 €	14314 €	12648 €	12648 €
Investimento pago ao fim de:	9 Anos e 6 meses	9 Anos e 9 meses	9 Anos e 5 meses	9 Anos e 9 mês
Retorno ao fim de 15 anos	7175 €	6484 €	6428 €	5823 €
TIR	12.98 %	12.35 %	13.10 %	12.48 %

Tabela 5.3: Projectos resultantes da alteração de tarifa do cliente

Como se pode verificar na tabela 5.3, uma simples mudança de tarifa permite obter um aumento na remuneração final, na ordem dos 3070 €, cerca de 57% de aumento, o que é um valor bastante considerável. Existe, também, uma diminuição de cerca de um ano e meio no tempo que demora a totalidade do investimento a estar paga. No entanto, a tarifa ideal para o consumo que esta habitação tem é a tarifa bi-horária, pois apresenta melhores valores em qualquer dos 2 projectos analisados.

### 5.3. Comparação do sistema FV com uma aplicação financeira

Tendo os projectos anteriormente sido analisados por um prazo de 15 anos, dos quais cerca de 10 deles são para pagar o investimento inicial que foi realizado, sobram assim 5 anos, que irão trazer apenas rendimento.

Uma aplicação financeira, que tem também a duração de 5 anos, são os Certificados do Tesouro Poupa Mais (CTPM)<sup>2</sup>. Estes têm uma taxa fixa ao ano, que aumenta de ano para ano, como mostra a tabela 5.4, com a possibilidade ainda de nos 4º e 5º anos a taxa é aumentada em função do crescimento real do produto interno bruto (PIB).

Ano	Taxa de juro
1º Ano	1.25 %
2º Ano	1.75 %
3º Ano	2.25 %
4º Ano	2.75 %
5º Ano	3.25 %

Tabela 5.4: Taxas de juros dos CTPM ao longo dos anos

Para se poder usufruir dos CTPM é necessário no mínimo 1000€, valor bastante inferior ao investimento inicial dos projectos analisados. Se usássemos o valor do investimento do projecto com melhor PRI, que é de 12648 € e aplicássemos directamente em CTPM, ao fim dos 5 anos, teríamos um lucro de 1422 €. O lucro que se obtém é bastante inferior à instalação FV. No entanto, para se obter o lucro avaliado no projecto é necessário que se fique 15 anos à espera, o que significa que o dinheiro aplicado nos CTPM pode ser aplicado mais duas vezes. Nesse caso, o lucro final, ao fim dos 15 anos, seria de 4607 €. A tabela 5.5 mostra o lucro que se iria obter por ano.

Ano	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º	11º	12º	13º	14º	15º
Lucro anual (€)	158.1	221.3	284.6	347.8	411.1	167.5	234.5	301.5	368.5	435.5	186.4	260.9	335.1	410	487.5

Tabela 5.5: Lucro anual das CTPM

No caso do cliente continuar a usar a tarifa simples, o lucro do sistema e das CTPM é bastante aproximado. Porém, se o cliente mudar para a tarifa bi-horaria, a diferença já é considerável. Todavia, há a considerar que o sistema FV pode sofrer avarias, ficar danificado devido ao tempo, ou mesmo apresentar pouca produção devido à reduzida irradiância. Por outro

---

<sup>2</sup> <http://www.igcp.pt/gca/?id=947>

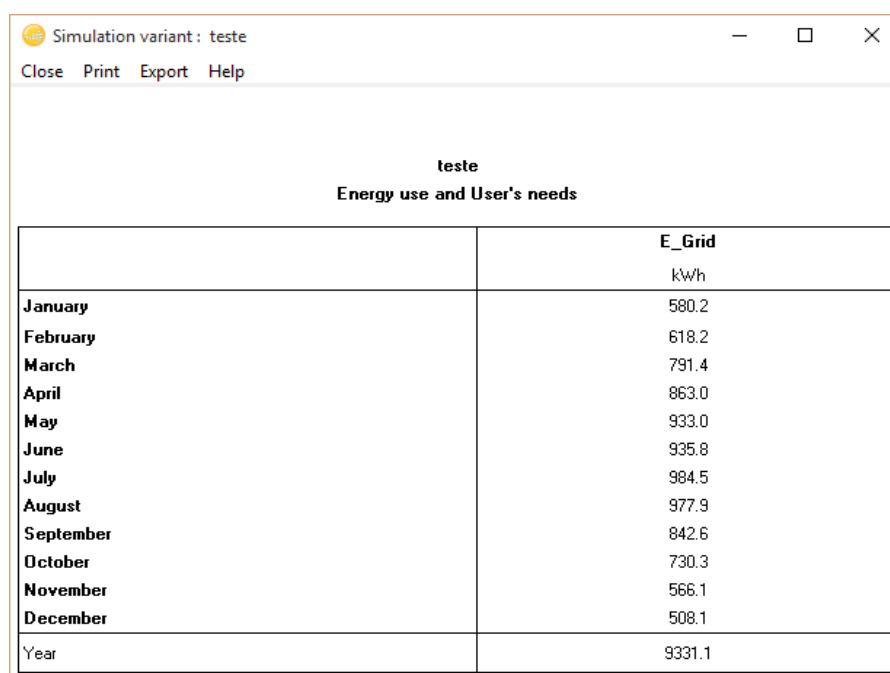
lado, as CTPM têm a garantia do capital investido, não é necessário estar os 15 anos de seguida à espera, podendo o cliente escolher a altura em que vai investir. Neste caso, é de realçar, também, que é possível fazer resgate do dinheiro investido, o que não acontece no sistema FV.

#### 5.4. Comparação da produção da ferramenta com o PVsyst

Para se realizar a comparação da produção, entre a ferramenta desenvolvida e o PVsyst, é necessário que ambas as aplicações de software usem o mesmo tipo de componentes e as mesmas configurações. Nesse sentido, foi escolhido para o painel o Sharp ND-R250A5. Trata-se de um painel com uma potência de 250W. Para o inversor, a escolha recaiu no SMA Tripower 6000, que suporta uma potência até 6100W. Em ambas as aplicações de software, os painéis encontram-se a 35° relativamente ao solo e com um azimute de 0°.

Relativamente aos dados da irradiância, existem diferenças na localização, pois no caso da ferramenta desenvolvida, os dados foram retirados da localização exacta da habitação, através do PVGIS. Contudo, no caso do PVsyst, a localização está limitada aos centros meteorológicos existentes no país. Neste caso, o mais próximo é o de Lisboa, e são usados dados genéricos. Tal discrepância das localizações pode resultar em produções ligeiramente diferentes. Para a simulação no PVsyst, não se considerou que existia consumo, uma vez que apenas pretendemos a produção do sistema.

Após a realização da análise, obteve-se a seguinte produção, conforme ilustra a figura 5.6.



Simulation variant : teste

Close Print Export Help

**teste**  
**Energy use and User's needs**

	<b>E_Grid</b> kWh
<b>January</b>	580.2
<b>February</b>	618.2
<b>March</b>	791.4
<b>April</b>	863.0
<b>May</b>	933.0
<b>June</b>	935.8
<b>July</b>	984.5
<b>August</b>	977.9
<b>September</b>	842.6
<b>October</b>	730.3
<b>November</b>	566.1
<b>December</b>	508.1
<b>Year</b>	<b>9331.1</b>

Figura 5.6: Produção obtida através do software PVsyst  
Relativamente à ferramenta desenvolvida, a produção obtida e que consta na tabela 5.6:

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
466.6	564.5	759.5	758.8	844.0	875.0	972.1	978.2	854.0	704.9	520.4	441.1	8748

Tabela 5.6: Produção obtida através da ferramenta desenvolvida

De seguida, é apresentado um gráfico, que permite uma melhor visualização das diferenças relativamente às produções de energia.

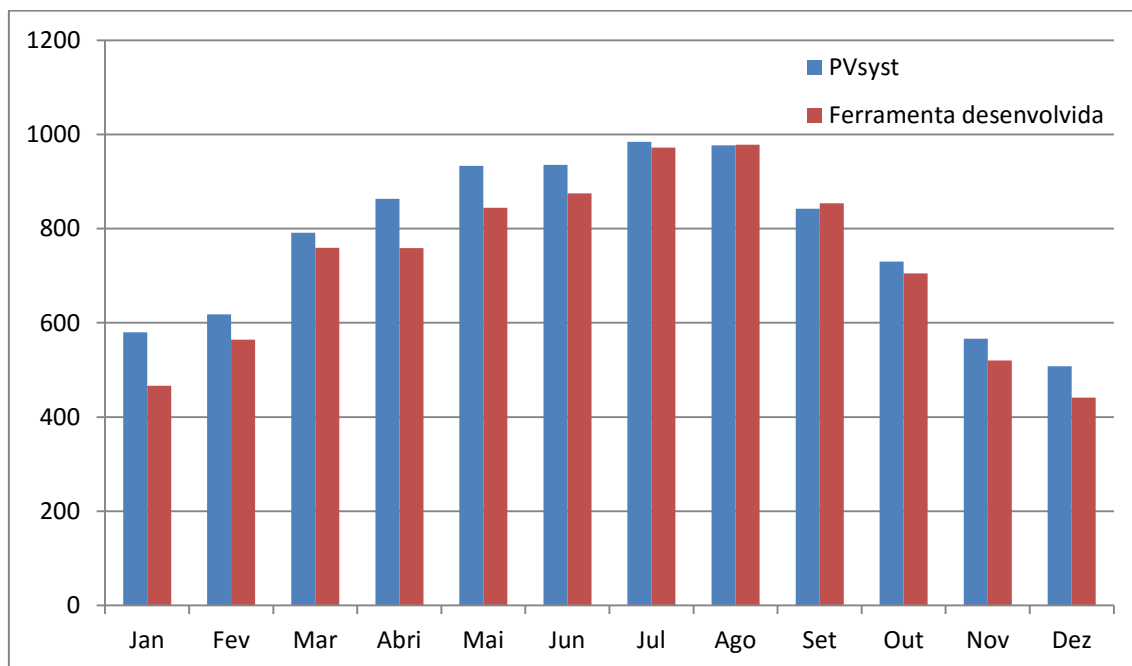


Figura 5.7: Comparação entre as produções energia

Deste modo, podemos verificar que existe diferença em alguns dos meses, facto que é mais notório em Janeiro e Abril. Tal deve-se à diferença entre os dados de irradiância, que são diferentes em ambas as aplicações de softwares. Se tal não ocorresse, os resultados seríamos bastante mais aproximados.

Conclui-se, assim, que por comparação, a ferramenta desenvolvida apresenta uma boa viabilidade.

## 6. Conclusão

A nova legislação sobre o sector fotovoltaico poderá vir a trazer benefícios para os *prosumers*, uma vez que a sua energia excedente é injectada na rede e remunerada. No entanto, essa remuneração não é muito significativa, quando comparada com o que se poupa ao produzir para evitar o consumo, uma vez que em média, cada kWh vai ter um valor aproximado de 0.05€, ou seja, cerca de 55% menos do que um consumidor tem que pagar por kWh com tarifa trifásica, durante o período de vazio. Mas, apesar da remuneração ser reduzida, é sempre bem vinda, visto que assim toda a energia produzida irá ser aproveitada, evitando assim desperdícios energéticos.

Qualquer projecto fotovoltaico está sujeito a que não corresponda ao planeado, em termos de retorno financeiro. Nesse sentido, é como se tratasse de um investimento de risco.

Para esse efeito, é necessário fazer diversas previsões, nomeadamente, relativamente á irradiância que irá incidir nos módulos; do próprio desgaste dos equipamentos, que poderão ficar menos eficientes do que se previa com o passar dos anos; da própria manutenção efectuada ou até mesmo avarias ou danos causados pelo mau uso dos mesmos. Por outro lado, há que ter em conta que a análise do consumo de uma habitação está sujeita a erros, pois não é possível ter um analisador numa habitação durante um ano inteiro. Tudo isto faz com existam demasiadas variáveis, que não são controláveis, contudo, cabe sempre ao possível cliente saber se quer correr ou não esse risco.

Relativamente à ferramenta informática desenvolvida, esta permitiu atingir os objectivos pretendidos, pois conclui-se que é possível projectar com uma grande variedade de parametrização, para que os projectos tenham uma boa optimização.

Com o estudo de caso analisado, podemos concluir que o novo regime de autoconsumo em Portugal pode ser bastante viável, trazendo remunerações consideráveis a médio prazo, apesar de ser necessário algum esforço financeiro inicial. Para o caso de estudo considerado, é necessário ter em conta que a habitação em questão apresenta um elevado consumo, sendo assim possível que habitações com menores consumos venham a ter menores remunerações futuras.

De sublinhar, que usando a ferramenta, pode-se concluir que, na habitação, uma simples mudança de tarifa poderia trazer um grande poupança na factura da electricidade, bem como uma maior remuneração, no caso de ser instalado um sistema fotovoltaico.

Conclui-se, também, que se o investimento efectuado para adquirir um sistema fotovoltaico fosse direccionado para uma aplicação financeira, esta traria menos lucro. No entanto, este lucro seria garantido, o que não acontece com um sistema fotovoltaico devido aos riscos referidos anteriormente.

Pode-se ainda concluir, que o desenvolvimento da ferramenta foi bem conseguido, uma vez que a produção eléctrica, no presente caso de estudo, apresenta valores semelhantes aos de um software que existe no mercado já há alguns anos. Assim a ferramenta desenvolvida é uma excelente opção para a análise projectos fotovoltaicos no mercado português, uma vez que têm incorporado todas as novas regras que entraram em vigor com a recente legislação do autoconsumo em vigor no país.

A escolha da temática que dá título ao presente estudo prende-se com a preocupação comum relativamente às alterações climáticas, provocadas pelo uso de energias poluentes e cujo fim se preconiza para um futuro próximo. Neste contexto, o investimento tecnológico e financeiro nas energias alternativa surge como uma necessidade, uma obrigação.



## Bibliografia

- Adamos Kontos (2015). *Net metering Policy and Electricity Market in Cyprus*. University of Cyprus.
- Andreas Poullikkas, George Kourtis & Ioannis Hadjipaschalis (2012). *A review of net metering mechanism for electricity renewable energy sources*. *International Journal of Energy and Environment* (IJEE), Volume 4, Issue 6, 975-1002.
- Assembleia da Republica (2014). Decreto-Lei nº153/2014. Diário da Republica 202.
- Carpio-Huayllas & D. S. Ramos (2013). *Economic Evaluation of a Residential Solar Microgrid Connected to the Distribution System*. *Innovative Smart Grid Technologies Latin America* (ISGT LA), (pp. 1 - 6). São Paulo. IEEE.
- Energinet (2007). *Settlement metering and settlement basis*. Obtido em Março de 2015, de [www.energinet.dk](http://www.energinet.dk).
- EPIA (2013), *Net-metering and Selfconsumption Schemes in Europe*. Obtido em Abril de 2015 de <http://iea-pvps.org/>.
- Freeing the Grid (2015). *Best Practices In State Net Metering Policies And Interconnection Procedures*. Obtido em Abril de 2015. <http://freeingthegrid.org/>.
- GreenPro (2004). Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação. Obtido de GreenPro: <http://www.GreenPro.de>.
- Hollandbpw (2015). *Net Netering Program*. Acedido em Março de 2015. [www.hollandbpw.com](http://www.hollandbpw.com).  
<http://www.pvgrid.eu/home.html>
- IEA & NEA (2010). Projected Costs of Generating Electricity. International Energy Agency. Nuclear Energy Agency Organisation for Economic co-operation and Development
- Masters, G. M. (2004). Renewable and efficient electric power systems. John Wiley & Sons.
- Morten Victor Petersen (2012). *Aspects of the SWT situation in Denmark*. Exportinitiative Erneuerbare Energien.
- Pereira (2011). Curso técnico de instalador de energia solar fotovoltaica. Publíndustria.

- PV\*SOL (2015): Acedido em Abril de 2015. <http://www.valentin-software.com/en/products/photovoltaics/57/pvsol-premium>
- PVGRID (2015). Acedido em Março de 2015. De PV GRID Project: <http://www.pvgrid.eu/database.html>
- PV-Magazine (2015). *Greece applies generous net-metering*. Acedido em Março de 2015 [http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/greece-applies-generous-net-metering-\\_100017732/#axzz3mVudxKdX](http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/greece-applies-generous-net-metering-_100017732/#axzz3mVudxKdX)
- PVsyst (2015): Acedido em Abril de 2015. <http://www.pvsyst.com/en/>
- Rampinelli, G., Krenzinger, A., & Romero, F. (2014). Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 34, 578-587.
- RES Legal Europe. (2014). *Legal sources on renewable energy*. Obtido em Março de 2015, de <http://www.res-legal.eu/>
- RTIEBT, 2006 Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão. 1ª ed. Lisboa: Certeil, 2006. ISBN: ISBN: 9789729518041
- Rui M.G. Castro (2008). *Introdução á Avaliação Económica de Investimentos*. Instituto Superior Técnico.
- Zunido, Germano Magalhães e Vasco (2006). *Análise Financeira de Projectos de Software (VAL, TIR e PRI)*. Universidade do Algarve.

# Anexo 1

Mono Multi Solutions

## TSM-DC80.08 TSM-DA80.08

THE **Quadmax** SOLUTION

**16.4%**  
MAX EFFICIENCY

**210W**  
MAX POWER OUTPUT

**10 YEAR**  
PRODUCT WARRANTY

**25 YEAR**  
LINEAR POWER WARRANTY

Founded in 1997, Trina Solar is one of the world's leading PV companies. Since its IPO on the NYSE in 2006, Trina Solar has developed a vertically integrated business model with in-house production of ingots, wafers, cells and solar panels in both mono and multicrystalline technologies. Its manufacturing capacity for solar panels will be 2.4GW by the end of 2012, making it one of the largest solar manufacturers in the world. Trina Solar's extensive portfolio includes panels for all kinds of applications: residential, utility, offgrid, BIPV as well as innovative system solutions.

With 20 branch offices around the world, Trina Solar is serving leading installers, distributors, utilities and developers in all major PV markets. Trina Solar is committed to driving down the cost of solar and making it more affordable for all.

Trina Solar Limited  
www.trinasolar.com



Module can bear snow loads up to 5400Pa and wind loads up to 2400Pa



Guaranteed power output  
0~+3%



High performance under low light conditions  
Cloudy days, mornings and evenings



Modules using Quadmax technology have  
up to 8% more power output



Manufactured according to International Quality  
and Environment Management System Standards  
ISO9001, ISO14001



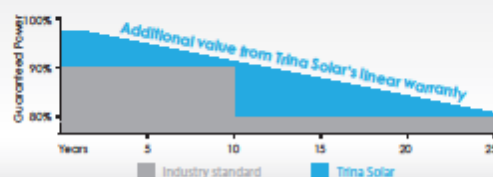
Black frame improves aesthetics



Approved original MC4 Photovoltaic connector  
used with highest reliability

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty





## Anexo 2

### SUNNY TRIPOWER

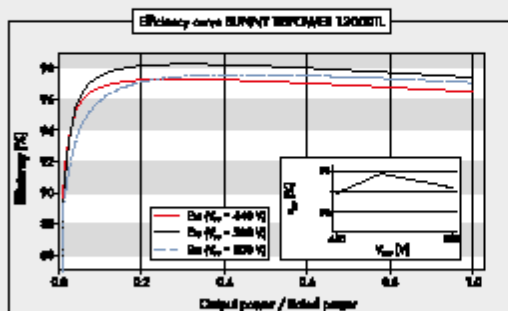
5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL / 10000TL / 12000TL

Technical Data	Sunny Tripower 5000TL	Sunny Tripower 6000TL
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power (@ cos $\phi$ = 1)	5100 W	6125 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	245 V ... 800 V/580 V	295 V ... 800 V/580 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Max. input current per string input A / input B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A/2; B/2	2 / A/2; B/2
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	5000 W	6000 W
Max. AC apparent power	5000 VA	6000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 ... 280 V	160 V ... 280 V
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	7.3 A	8.7 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European efficiency	98 % / 97.1 %	98 % / 97.4 %
<b>Protective devices</b>		
DC disconnect device	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103)/overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
<b>General data</b>		
Dimensions (W / H / D)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inch)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inch)
Weight	37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F
Noise emission (typical)	40 dB(A)	40 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / Opticool	Transformerless / Opticool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %
<b>Features</b>		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485, Bluetooth, Speedwire / Webconnect	○ / ● / ●	○ / ● / ●
Multifunction relay / Power Control Module	● / ○	● / ○
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and permits (more available on request)	AS 4777, CE, CEI 0-21, C10/11:2012, DIN EN 62109-1, EN 50438, G59/3, G83/2, IEC 61727/MEA, IEC 61727/PEAF, IEC 62109-2, NEN EN 50438, NRS 0972-1, PPC, PRDS, RD 661/2007, RD 1699-2011, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE A8-N 4105, VFR 2013, VFR 2014	
Type designation	STP 5000TL-20	STP 6000TL-20

## SUNNY TRIPOWER

5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL / 10000TL / 12000TL

Technical Data	Sunny Tripower 5000TL	Sunny Tripower 6000TL
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power (@ $\cos \phi = 1$ )	5100 W	6125 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	245 V ... 800 V/580 V	295 V ... 800 V/580 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Max. input current per string input A / input B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A;2; B:2	2 / A;2; B:2
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	5000 W	6000 W
Max. AC apparent power	5000 VA	6000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 ... 280 V	160 V ... 280 V
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	7.3 A	8.7 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European efficiency	98 % / 97.1 %	98 % / 97.4 %
<b>Protective devices</b>		
DC disconnected device	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103)/overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
<b>General data</b>		
Dimensions (W / H / D)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inch)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inch)
Weight	37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C [-13 °F ... +140 °F]	-25 °C ... +60 °C [-13 °F ... +140 °F]
Noise emission (typical)	40 dB(A)	40 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / Opticool	Transformerless / Opticool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %
<b>Features</b>		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485, Bluetooth, Speedwire / Webconnect	○ / ● / ●	○ / ● / ●
Multifunction relay / Power Control Module	● / ○	● / ○
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and permits (more available on request)	AS 4777, CE, CEI 0-21, C10/11:2012, DIN EN 62109-1, EN 50438, G59/3, G83/2, IEC 61727/MEA, IEC 61727/PEA, IEC 62109-2, NEN EN 50438, NRS 0972-1, PPC, PPDS, RD 661/2007, RD 1699-2011, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE A8-N 4105, VFR 2013, VFR 2014	
Type designation	STP 5000TL-20	STP 6000TL-20



## Accessories



Power Control Module  
PWC8ED-10



RS485 interface  
AS58ED-10

<sup>1</sup> Does not apply to all national appendices of EN 50438

<sup>2</sup> Only STP 9000TL-20

<sup>3</sup> Only with external NS protection

<sup>4</sup> AS 4777, SI4777 available as of September 1, 2014

<sup>5</sup> Available as of October 2014

● Standard feature ○ Optional feature – Not available

Last updated: August 2014

Data at nominal conditions

Sunny Tripower 10000TL	Sunny Tripower 12000TL <sup>1</sup>	
10250 W	12275 W	
1000 V	1000 V	
370 V ... 800 V / 580 V	440 V ... 800 V / 580 V	
150 V / 188 V	150 V / 188 V	
18 A / 10 A	18 A / 10 A	
18 A / 10 A	18 A / 10 A	
2 / A;2; B;2	2 / A;2; B;2	
10000 W	12000 W	
10000 VA	12000 VA	
3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V	
3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V	
3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V	
160 V ... 280 V	160 V ... 280 V	
50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	
50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	
14.5 A	17.4 A	
1	1	
0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	
3 / 3	3 / 3	
98 % / 97.6 %	98.3 % / 97.9 %	
● ● / ● ● / ● / - ● 1 / III	● ● / ● ● / ● / - ● 1 / III	
470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inch)	
37 kg (81.6 lb)	38 kg / 84 lbs	
-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	
40 dB(A)	40 dB(A)	
1 W	1 W	
Transformerless / Opticool	Transformerless / Opticool	
IP65	IP65	
4K4H	4K4H	
100 %	100 %	
SUNCLIX / spring-cage terminal	SUNCLIX / spring-cage terminal	
Graphic	Graphic	
○ / ● / ●	○ / ● / ●	
● / ○	● / ○	
● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	
AS 4777 <sup>4</sup> , CE, CB 021 <sup>3</sup> , C10/11:2012, DIN EN 62109-1, EN 50438 <sup>1</sup> , G59/3, GB3/2, IEC 61727/MEA <sup>5</sup> , IEC 61727/PEA <sup>5</sup> , IEC 62109-2, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PPC, PFDS, RD 661/2007, RD 1699:2011, SI 4777 <sup>2</sup> , UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE ARN 4105, VFR 2013, VFR 2014		
STP 10000TL-20	STP 12000TL-20	

### Anexo 3

#### Lista de todo o material usado na base de dados:

<b>Inversores</b>	<b>Módulos</b>
SMA tripower 5000 TL	Trina TSM-200 DC
SMA tripower 6000TL	IBC monosol 200 ds
SMA tripower 7000TL	Sharp ND-R250A5
SMA sunnyboy 1300TL	SUNTECH STP250S
SMA sunnyboy 2100TL	LG MONO X 300
SMA sunnyboy 3600TL	



## Anexo 4

### Média das medições realizadas na habitação (W)

dia	17	18	19	20	21	22	23	24	Media
00:00:00		739,1872	1055,064	1571,275	3169,666	1060,632	935,2288	1140,497	1381,65
00:15:00		1567,215	822,9323	1052,057	1758,695	870,8096	705,3063	1105,55	1126,081
00:30:00		580,811	2118,921	2128,958	1782,627	771,8334	708,0275	1885,906	1425,298
00:45:00		554,7926	1675,768	576,1701	1898,239	721,0377	688,1505	773,9056	984,009
01:00:00		568,325	519,9095	570,8131	2302,015	1007,61	732,3783	565,4354	895,2123
01:15:00		576,5059	534,6884	572,1422	1541,939	602,2744	1303,853	1178,45	901,4075
01:30:00		606,8662	564,5336	566,0717	1398,44	573,9851	2532,158	532,2734	967,7612
01:45:00		1226,698	516,8844	992,5308	1037,21	573,274	3210,468	550,6053	1158,239
02:00:00		2331,889	983,9261	554,7495	1005,42	561,6336	943,1495	499,7628	982,933
02:15:00		447,8711	409,2146	403,9124	2703,755	2010,635	418,6691	421,2302	973,6124
02:30:00		332,3119	328,5466	291,4987	1244,697	325,1591	1017,18	844,0372	626,2044
02:45:00		333,2678	316,4029	308,9701	527,9998	823,3113	514,7195	339,8269	452,0712
03:00:00		312,5809	333,2123	330,7717	394,9159	297,3276	375,6192	1763,765	544,0275
03:15:00		394,787	1796,302	759,642	282,5989	316,7759	325,6843	362,4474	605,4625
03:30:00		837,9097	297,2661	1567,255	937,3483	296,7605	372,6606	510,9129	688,5876
03:45:00		377,3155	1113,214	651,2504	302,8992	339,1173	339,6022	362,7724	498,0244
04:00:00		347,0896	324,6385	314,0197	382,5423	309,854	2308,825	838,4995	689,3526
04:15:00		400,6302	381,6951	325,8969	301,01	342,921	458,8145	378,027	369,8564
04:30:00		353,2464	266,0938	342,1627	1591,087	769,1056	360,4923	613,9966	613,7406
04:45:00		1298,992	387,2905	324,4255	810,5219	337,828	315,1497	373,8276	549,7193
05:00:00		1588,908	326,5687	746,0015	889,116	609,4725	342,4317	286,3849	684,1262
05:15:00		292,7463	272,8299	332,8036	270,5276	315,925	613,2136	648,058	392,3006
05:30:00		289,9471	578,8477	612,5847	353,6783	278,2743	841,999	454,7717	487,1575
05:45:00		302,4255	515,2698	275,0906	270,0825	1156,384	303,9905	2178,912	714,5935
06:00:00		2406,588	2289,859	2246,667	2286,449	3104,195	2240,461	2193,235	2395,351
06:15:00		2893,467	2772,544	2814,117	2811,626	3329,072	2831,217	2869,573	2903,088
06:30:00		4355,511	4784,645	3608,642	4153,444	3586,205	3658,719	3553,8	3957,281
06:45:00		5243,392	4242,386	4259,527	3801,26	3874,36	3828,6	3842,507	4156,004
07:00:00		3926,189	3785,214	5417,367	3819,102	3760,089	5866,532	4211,122	4397,945
07:15:00		2930,625	2830,445	2768,365	2807,386	2837,885	2836,46	2883,268	2842,062
07:30:00		2941,687	3326,595	2874,628	2846,093	4156,903	2877,01	2807,558	3118,639
07:45:00		1464,549	2062,071	1354,858	2797,054	4679,229	1463,199	1810,63	2233,084
08:00:00		4013,808	5134,967	515,4843	1009,098	3780,546	1940,089	3935,568	2904,223
08:15:00		4138,381	4903,515	789,4227	287,1473	4641,804	2300,775	3707,899	2966,992
08:30:00		2814,18	3689,65	4210,026	290,5922	4020,906	3204,212	2960,689	3027,179
08:45:00		2046,808	4196,147	1878,504	265,9044	2003,241	2335,174	2169,448	2127,89
09:00:00		1860,566	4876,939	1662,308	276,0054	1690,016	4111,018	2483,933	2422,969
09:15:00		1646,591	3560,709	2203,844	295,8043	2955,5	4925,816	2527,217	2587,926
09:30:00		1616,794	2325,338	3390,204	284,7818	2803,304	4386,631	2480,836	2469,698

09:45:00		1977,161	2454,979	1120,697	292,6242	2516,213	2389,418	2302,16	1864,75
10:00:00		2770,832	2473,385	393,4136	829,1381	3813,81	2250,204	2890,694	2203,068
10:15:00		3777,858	3460,703	1561,968	1322,221	5762,737	4457,5	3131,866	3353,551
10:30:00		5186,634	4159,541	1756,042	1414,538	6620,219	3131,975	5273,446	3934,628
10:45:00		3891,243	10618,09	1402,041	2652,622	5995,82	3166,248	3117,61	4406,24
11:00:00		3763,04	7795,189	1292,575	1446,791	3679,367	3601,163	4034,616	3658,963
11:15:00	5231,703	3530,728	6148,444	1333,662	1300,326	2818,129	3474,134	4523,3	3545,053
11:30:00	7421,782	4054,429	5427,966	1496,932	1317,324	2764,53	5193,193		3953,737
11:45:00	8734,626	6123,019	4761,292	1291,211	1840,312	4505,902	7436,709		4956,153
12:00:00	6713,78	4696,747	7339,802	2470,005	1632,025	4453,318	4808,294		4587,71
12:15:00	9852,119	3447,675	7493,083	2732,799	1430,682	5191,106	4474,694		4946,023
12:30:00	5303,725	5599,91	4064,848	3425,466	1401,697	5236,718	3217,098		4035,637
12:45:00	7379,474	3435,927	3116,707	3451,83	2883,564	2896,434	4500,204		3952,02
13:00:00	5747,538	3550,501	5189,023	3179,713	1308,045	3192,048	6903,453		4152,903
13:15:00	6523,019	4244,277	4785,062	2153,515	3583,163	4768,032	7210,972		4752,577
13:30:00	7373,309	3322,376	3781,748	1359,591	2129,206	5192,273	6003,367		4165,981
13:45:00	9455,202	3963,253	6172,362	1350,5	1419,833	2890,741	4442,724		4242,088
14:00:00	6544,688	3744,075	6352,068	1454,92	1247,603	1820,378	4359,447		3646,169
14:15:00	7590,243	2094,78	5676,742	431,9119	514,1101	4052,464	3803,239		3451,927
14:30:00	5043,627	2309,44	3557,35	1108,01	595,2811	2141,984	4513,955		2752,807
14:45:00	7661,842	2130,107	2484,93	2797,393	1823,723	1566,533	2439,682		2986,316
15:00:00	4625,1	2063,559	2234,341	1385,341	492,604	2965,181	2123,037		2269,881
15:15:00	6671,381	2141,703	2234,041	2037,928	550,3129	3422,013	3182,021		2891,343
15:30:00	5465,617	3643,766	3473,116	5050,82	1472,906	2998,847	3398,707		3643,397
15:45:00	6053,289	3798,462	3034,083	2177,639	1515,063	4030,12	3147,492		3393,735
16:00:00	4686,253	4919,087	2988,356	2669,429	2019,429	3171,568	4252,193		3529,474
16:15:00	4856,925	3514,775	2963,792	5617,514	1439,714	2691,168	3825,672		3558,508
16:30:00	4598,923	3385,912	3960,076	4537,54	1406,279	2528,623	3090,457		3358,258
16:45:00	3393,63	2619,89	3321,725	3190,372	1478,637	2330,347	2747,505		2726,015
17:00:00	1997,811	1424,663	1362,614	4034,357	2887,221	2429,906	1990,179		2303,822
17:15:00	1321,05	1954,083	1832,703	4268,079	1449,937	1724,82	1402,953		1993,375
17:30:00	1336,947	1740,334	1335,503	2480,954	1529,794	1764,214	1379,561		1652,472
17:45:00	1319,688	1594,095	1314,939	4680,104	2039,802	1317,042	1389,478		1950,735
18:00:00	1332,643	1752,209	1266,581	4781,503	1600,965	1284,938	1387,045		1915,126
18:15:00	1306,65	6698,61	1324,534	4242,04	1784,17	1309,895	1388,796		2579,242
18:30:00	1838,802	5633,373	1379,381	4743,269	1739,159	1264,657	1387,977		2569,517
18:45:00	1291,328	4451,454	1261,726	5889,842	1601,105	1310,263	1876,447		2526,024
19:00:00	2832,126	4374,868	3474,798	4988,471	1752,339	1773,371	1909,83		3015,115
19:15:00	1389,719	3691,48	4482,429	3977,098	2105,728	1346,534	2241,312		2747,757
19:30:00	1568,395	3118,09	3703,964	5950,169	2376,015	1488,445	1584,752		2827,119
19:45:00	937,879	5012,198	3046,128	3490,648	1884,506	2261,319	786,2432		2488,417
20:00:00	3208,709	3123,381	2116,021	5823,2	2514,018	498,2879	1351,931		2662,221
20:15:00	1983,099	2695,017	1204,169	4920,379	1867,034	622,5931	2136,254		2204,078
20:30:00	2254,112	2434,679	1261,215	5202,387	1433,817	1074,164	1405,355		2152,247
20:45:00	1721,136	2743,595	1519,615	4385,081	1440,254	1256,951	1788,308		2122,134

21:00:00	1448,005	2765,443	1278,313	4703,165	2811,681	730,8562	1199,366		2133,833
21:15:00	1280,658	3569,623	1838,65	4783,894	1083,396	748,7896	1210,505		2073,645
21:30:00	1163,753	2204,586	1811,043	7316,23	1968,162	749,0369	1169,375		2340,312
21:45:00	1461,389	2129,344	1149,428	4541,99	1487,719	1823,194	1141,565		1962,09
22:00:00	2046,246	2567,267	1161,222	3655,621	1470,511	3134,19	2044,643		2297,1
22:15:00	1398,091	2214,006	1871,604	6192,26	1428,208	2276,934	3982,361		2766,209
22:30:00	3098,993	3123,88	1981,942	5344,415	2417,483	4930,966	5838,931		3819,516
22:45:00	3552,46	5750,334	1944,508	6083,16	4049,43	5015,131	4538,758		4419,112
23:00:00	4763,939	5102,724	1902,889	3564,959	2358,416	4840,744	4328,124		3837,399
23:15:00	4571,372	3281,781	1897,616	3451,06	2685,608	4255,456	1951,605		3156,357
23:30:00	4439,8	2137,382	1832,965	3730,208	2051,627	1767,205	1896,044		2550,747
23:45:00	3352,807	3354,534	1854,404	2982,402	1777,505	2686,114	2968,703		2710,924